



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA

ALMACENAJE SUBTERRÁNEO DE HIDRÓGENO VERDE EN FORMACIONES GEOLÓGICAS: CASO DE ESTUDIO, SALAR DE ATACAMA, CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE GEÓLOGO

IGNACIO CARLOS GUILQUIRUCA AGUILERA

PROFESOR GUÍA:
LUIS ORELLANA ESPINOZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
SOFÍA REBOLLEDO LEMUS
RODRIGO CAMPOS DELGADO

Este trabajo ha sido financiado por
Arcadis Chile

SANTIAGO DE CHILE
2023

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Geólogo
ESTUDIANTE: Ignacio Carlos Guilquiruca Aguilera
FECHA: 2023
PROFESOR GUÍA: Luis Orellana Espinoza

ALMACENAJE SUBTERRÁNEO DE HIDRÓGENO VERDE EN FORMACIONES GEOLÓGICAS: CASO DE ESTUDIO, SALAR DE ATACAMA, CHILE

Con tal de desacelerar el avance cambio climático, países alrededor del mundo han emprendido variadas rutas para la descarbonización de sus matrices energéticas, entre ellos Chile, ha apostado por la inclusión del hidrógeno verde en sus ecosistemas de producción y consumo con tal de cumplir con las metas de carbono neutralidad a 2050. En este contexto, el almacenaje subterráneo de hidrógeno [ASH], una idea que posee años en funcionamiento a escalas no comerciales ha resurgido en debido a la necesidad de contener grandes volúmenes que sustenten las economías basadas en hidrógeno.

El ASH propone el almacenaje de hidrógeno en varios medios geológicos, no obstante, dentro de éstos, aquella tecnología con mayor grado de desarrollo y con ejemplos de ejecución exitosa y actualmente operativas, corresponde al uso de estratos o estructuras salinas, en donde, se plantea la creación de cavernas por lixiviación debido a las propiedades favorables que presenta la sal de roca en el almacenaje de sustancias. Por lo tanto, el objetivo principal de esta investigación fue la introducción a la evaluación del escenario geológico para la implementación de operaciones de ASH en cavernas de sal en el país.

Para llevar a cabo este fin, fue necesaria una extensa revisión de la literatura con tal de establecer una base teórica en torno a la identificación, filtro, selección y finalmente estimación de capacidad de almacenaje en formaciones salinas, para luego plantear una secuencia metodológica en torno a estos tópicos de acuerdo con la realidad país, comparando los resultados con las investigaciones llevadas a cabo en Europa y las proyecciones en cuanto a la demanda de hidrógeno en Chile.

Los hallazgos incluyeron la identificación de dos sitios ubicados en la Cuenca del Salar de Atacama en la Región de Antofagasta, los cuales presentarían las condiciones básicas a nivel geológico para la implementación del ASH en cavernas de sal. De estos dos sitios se seleccionó Salar de Atacama como caso de estudio para la estimación de la capacidad de almacenaje, la cual bajo los supuestos que plantea este estudio, sería capaz de suplir las proyecciones de demanda de hidrógeno a 2050 en el País.

*Este trabajo se lo dedico a mi yo de hace dos años
atrás que jamás pensó que llegaría hasta aquí.*

La tormenta siempre pasa

Agradecimientos

Agradezco en primera instancia a Ramón y Mónica, segundos padres, por permitirme la oportunidad de habitar en Santiago en un espacio que considero mi segunda casa, a Alejandra por tantos años de conversaciones eternas en la cocina, atrasados para salir a la universidad. A mi familia en la Puerto Monc, Isabel y Marcos, padres llenos de amor y confianza, sin la que nada de esto hubiese sido posible.

Agradezco infinitamente a mis amik de siempre, Vutu, Erneste, Cami, Dani y Kata, un apañe constante desde hace ya muchos años. A las amistades que me dejó la universidad, Bárbara, Marcela, Pino, Joaca, Viki, Francis, Deb y a todas las nuevas personas con las que he compartido buenos momentos.

Agradezco también la oportunidad y confianza por parte de Luis Orellana, por hacerme parte de este proyecto y a Arcadis por generar esta instancia.

Mención Honorífica para Blanca Baccaola quien me ha visto en las peores y ha hecho todo lo que existe a su alcance para que pueda terminar esta carrera

Tabla de contenido

Capítulo 1 : Introducción.....	1
1.1. Introducción al problema de investigación.....	1
1.2. Hipótesis, Objetivos y Alcances	3
Capítulo 2 : Marco Teórico.....	5
2.1. Hidrógeno	5
2.1.1. Producción de hidrógeno.....	8
2.1.2. Usos y demanda de hidrógeno	11
2.1.3. Almacenaje de hidrógeno	15
2.2. Almacenaje subterráneo de hidrógeno [ASH]	18
2.2.1. Almacenaje en rocas salinas (Cavernas de Sal)	21
2.2.2. Almacenaje en formaciones porosas	28
2.2.2.1. Reservorios agotados de hidrocarburos [RAH].....	28
2.2.2.2. Acuíferos.....	30
2.2.3. Cavernas excavadas en roca	33
Capítulo 3 : Análisis y selección de metodologías	35
3.1. Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en cavernas de sal.	35
3.1.1. Estado del arte para la identificación y filtro de formaciones salinas favorables para ASH en cavernas de sal.....	36
3.1.2. Sumario y análisis	38
3.1.3. Metodología de trabajo: Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en Chile (Escala 1:1.000.000).....	39
3.2. Capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas.....	40
3.2.1. Estado del arte en métodos de estimación de capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas	40
3.2.2. Sumario y análisis	41
3.2.3. Metodología de Trabajo: capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas (Escala 1:500.000)	43

3.2.3.1. Modelamiento de las cavernas	43
3.2.3.2. Análisis preliminar del entorno geológico	46
3.2.3.3. Emplazamiento del campo de cavernas.....	49
3.2.3.4. Estimación de los volúmenes de H2 almacenados.....	51
3.2.3.5. Análisis de sensibilidad a variables geológicas	54
Capítulo 4 : Resultados	55
4.1. Identificación y filtro de formaciones salinas (Escala 1:1.000.000).....	55
4.1.1. Identificación de formaciones	55
4.1.2. Aplicación de criterios de filtro.....	58
4.1.2.1. Salar Grande.....	58
4.1.2.2. Salar de Lllamará: Lomas de Sal	59
4.1.2.3. Salar de Punta Negra	60
4.1.2.4. Salar de Pedernales	64
4.1.2.5. Salar de Atacama.....	65
4.1.2.6. Cordillera de la Sal [CdIS].....	66
4.1.3. Sumario y selección del caso de estudio.....	68
4.2. Capacidad de Almacenaje de Hidrógeno del Salar de Atacama (1:500.000)	69
4.2.1. Análisis preliminar del entorno geológico: Formación Salar de Atacama [Fm. SdA.].....	72
4.2.1.1. Formación Salar de Atacama (Antecedentes)	72
4.2.1.2. Zonificación del área de estudio	80
4.2.1.3. Estructural	82
4.2.1.4. Reconocimiento de facies de halita.....	86
4.2.1.5. Profundidad de enterramiento y espesor de los estratos de halita.....	89
4.2.1.6. Propiedades de la sal	97
4.2.2. Emplazamiento de cavernas.....	98
4.2.2.1. Disposición de la grilla	98
4.2.2.2. Definición de zonas de exclusión.....	99
4.2.2.3. Aplicación del buffer de exclusión	104

4.2.3. Estimación de los volúmenes de H ₂ almacenados	107
4.2.4. Análisis de sensibilidad a las variables geológicas	111
Capítulo 5 : Discusiones	113
5.1. Discusión de metodologías	113
5.1.1. Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en Chile (Escala 1:1.000.000)	113
5.1.2. Capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas (Escala 1:500.000)	114
5.1.2.1. Modelamiento de Cavernas	114
5.1.2.2. Análisis preliminar del entorno geológico	114
5.1.2.3. Emplazamiento de caverna mediante elegibilidad de tierras.....	115
5.1.2.4. Estimación de los volúmenes de H ₂ almacenados.....	116
5.1.2.5. Análisis de sensibilidad a variables geológicas	116
5.2. Discusión de resultados: “Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en Chile (Escala 1:1.000.000)”	117
5.2.1. Identificación de formaciones	117
5.2.2. Aplicación de criterios de filtro.....	117
5.2.3. Selección del caso de estudio.....	118
5.3. Discusión de resultados: “Capacidad de Almacenaje de Hidrógeno del Salar de Atacama (1:500.000)”	120
5.3.1. Evaluación preliminar del ambiente geológico: Formación Salar de Atacama [Fm. SdA.].....	120
5.3.1.1. Formación Salar de Atacama (Antecedentes)	120
5.3.1.2. Zonificación del área de estudio	121
5.3.1.3. Estructural	121
5.3.1.4. Reconocimiento de facies de Halita	123
5.3.1.1. Profundidad de enterramiento y espesor de los estratos de halita.....	124
5.3.1.1. Propiedades de la sal	125
5.3.2. Emplazamiento de cavernas.....	126
5.3.2.1. Disposición de la grilla	126

5.3.2.2. Definición de zonas de exclusión.....	126
5.3.2.3. Aplicación del buffer de exclusión	126
5.3.3. Estimación de los volúmenes de H2 almacenados	127
5.3.4. Análisis de sensibilidad a las variables geológicas	129
Capítulo 6 : Conclusiones.....	130
Bibliografía	132
Anexo A	145
Anexo B Secciones geológicas y ráster	155

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Rutas de producción del hidrógeno. Fuente: Kohlhammer & Fuster, 2021.	9
Ilustración 2: Proyecciones 2020-2050 de demanda agregada de hidrógeno total y por segmento. Fuente: Extraído de Zúñiga et al., 2020.	14
Ilustración 3: Densidad del hidrógeno en función de la presión y temperatura. Fuente: Extraído de Takach et al. (2022).	16
Ilustración 4: Proyección de capacidad instalada acumulada para almacenamiento gaseoso de H ₂ en Chile. Fuente: Extraído de (Zúñiga et al., 2020).	17
Ilustración 5: Diagrama de flujo en bloque para ASH. Fuente: Modificado de Jannel & Torquet (2022)	20
Ilustración 6: Métodos de lixiviación de cavernas de sal. Fuente: Modificado de Cyran, (2020).	22
Ilustración 7: Estratos de halita que han perdido porosidad primaria efectiva en 70-100 m de enterramiento. Fuente: Extraído de (Warren, 2017).	25
Ilustración 8: Nivel de detalle v/s escala del proyecto. Fuente: Extraído de (Bachu et al., 2007).	26
Ilustración 9: Trampa de hidrocarburos. Fuente: Modificado de Scafidi (2022).	28
Ilustración 10: Acuífero esquemático para ASH. Modificado de Muhammed et al., (2022).	32
Ilustración 11: Diseño conceptual de una caverna revestida para ASH. Fuente: Extraído de Hematpur et al. (2023).	34
Ilustración 12: Corrección esquemática al volumen idealizado por la caverna: Fuente: Modificado de Williams et al., 2022 y Polański, 2019.	46
Ilustración 13: Clasificación de salares respecto a su ubicación geográfica. Fuente: Modificado de MinMinería y SERNAGEOMIN, 2016.	56
Ilustración 14: Ubicación de los salares revisados en este trabajo. Fuente: Modificado de C. A. Silva, 2016.	57
Ilustración 15: Mapa geológico del Salar Grande, ubicación y secciones geológicas. Fuente: Modificado de C. A. Silva, 2016.	58
Ilustración 16: Ubicación y columna estratigráfica del Salar de Lllamará. Fuente: Modificado de Pueyo et al., 200).	60
Ilustración 17: Estratigrafía de la cuenca del salar de punta negra, Fuente: Martínez et al., 2022.	61
Ilustración 18: Mapa geológico salar de punta negra (en rojo línea sísmica MX002 en discusión) Fuente: G. S. Silva, 2019.	62
Ilustración 19: a) Perfil MX02 sin interpretar; (b) Interpretación de estructura tipo diapiro; (c) Interpretación sin estructura salina. Fuente: Silva, 2019; Martínez et al., 2019.	63
Ilustración 20: Arriba: Mapa geológico Salar de Pedernales; abajo: interpretación de perfil sísmico por Martínez et al., 2021 Fuente: Modificado de Martínez et al., 2021.	64

Ilustración 21: Ubicación del Salar de Atacama. Fuente: Extraído de Jordan, Godfrey, et al., 2002.....	66
Ilustración 22: Ubicación de Cordillera de la Sal. Fuente: Extraído de J. Rubilar et al., 2018	67
Ilustración 23: Sección geológica en Cordillera de la Sal. Fuente: Extraído de C. A. Silva, 2016.	67
Ilustración 24: Área de estudio y principales unidades morfoestructurales. Fuente: Elaboración propia.	69
Ilustración 25: Geología del área de estudio. Fuente: Elaboración propia a partir de Sernageomin, 2013.	71
Ilustración 26: Columna estratigráfica representativa del pozo Toconao-1. Fuente: López et al., 2020.....	72
Ilustración 27: Vista oblicua 3D del modelo numérico de aguas subterráneas. Fuente: Extraído de SRK Consulting, 2022.	77
Ilustración 28: Estudios seleccionados en la zona de estudio; a) Datos geofísicos para reinterpretación de isopacas de Jordan et al., 2007. Fuente: Vázquez et al., 2017; b) Mapa de isopacas para Fm. Sda. Fuente: Modificado de Jordan et al., 2007; c) Líneas sísmica de ENAP en SdA. Fuente: Arriagada et al., 2006; d) Secciones geológicas interpretadas en SdA. Fuente: Modificado de SQM, 2021.....	80
Ilustración 29: Delimitación inicial de Fm. SdA y Zonifiación de área de estudio. Fuente: Elaboración propia	81
Ilustración 30: Límites de Fm. SdA. en el Salar de Atacama y reconocimiento de fallas. Fuente: Elaboración propia	82
Ilustración 31: Secciones geológicas en el borde oeste del SdA. Fuente: Extraído de Rubilar et al., 2015.....	83
Ilustración 32: (A) Línea sísmica 1G022 Fuente: Modificado de Rubilar.,2015; (B) Línea sísmica 1G022 sobre el SFS. Fuente: Modificado de Jordan, Muñoz, et al., 2002.	84
Ilustración 33: Fallas inversas principales. Fuente: Modificado de Jordan et al., 2007.....	85
Ilustración 34: Perfil ilustrativo del perfil sísmico 1G020. Fuente Jordan et al., 2007.....	85
Ilustración 35: Secciones A-A' y B-B', que conceptualizan la geología subsuperficial del Salar de Atacama en dirección sur-norte (a) y suroeste-noreste (b), respectivamente, hasta a 500 metros de profundidad desde la superficie del núcleo. Fuente: Extraído de EIA por SQM Salar S.A., 2021.....	87
Ilustración 36: Secciones C-C' y D-D', que conceptualizan la geología subsuperficial del Salar de Atacama en dirección este-oeste (a) y noroeste-sureste en el norte del salar (b), respectivamente, hasta a 500 metros de profundidad desde la superficie del núcleo. Fuente: Extraído de EIA por SQM Salar S.A., 2021.....	87
Ilustración 37: Definición de la base de la unidad hidrogeológica "B" en [m.s.n.m.]. Fuente: Modificado de Marazuela, 2019.	88
Ilustración 38: Extensión preliminar Unidad H1. Fuente: Elaboración propia.	88
Ilustración 39: Extensión preliminar Unidad H2. Fuente: Elaboración propia.	89

Ilustración 40: Topografía área de estudio. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASF DAAC 2010, ALOS PALSAR_Radiometric_Terrain_Corrected_high_res; Includes Material © JAXA/METI 2010	90
Ilustración 41: Mapa de isobatas del techo de la unidad B. Fuente: Modificado de SQM Salar S.A., 2017.	91
Ilustración 42: a) sección geológica B-B'. Fuente: EIA por SQM Salar S.A., 2021; b) Perfil Ráster b-b'. Fuente: Elaboración propia.	92
Ilustración 43: a) sección geológica G-G'. Fuente: EIA por SQM Salar S.A., 2020; b) Perfil Ráster g-g'. Fuente: Elaboración propia.	92
Ilustración 44: Extensión Unidad H1 luego del análisis de espesor y profundidad. Fuente: Elaboración Propia.	93
Ilustración 45: Sección suroeste-noreste que muestra la transición de facies evaporíticas en el núcleo, a facies marginales y aluviales distales en el sector de Soncor. Fuente: Modificado de Vázquez et al., 2019.	95
Ilustración 46: Definición del techo de la Secuencia heterogénea. Fuente: Elaboración propia.	95
Ilustración 47: Extensión para el emplazamiento de cavernas en Unidad H2. Fuente: Elaboración propia.	96
Ilustración 48: a) Detalle disposición de la grilla hexagonal. Fuente: Elaboración propia; b) cavernas recortadas a Fm. SdA. Fuente: Elaboración propia.	98
Ilustración 49: Delimitación áreas urbanas. Fuente: Elaboración propia.	99
Ilustración 50: Delimitación áreas rurales. Fuente: Elaboración propia.	100
Ilustración 51: Límites áreas protegidas. Fuente: Elaboración propia.	101
Ilustración 52: Delimitación infraestructura. Fuente: Elaboración propia.	102
Ilustración 53: Concesiones en Salar de Atacama. Fuente: WSP, 2022.	103
Ilustración 54: Delimitación cuerpos de agua permanentes. Fuente: Elaboración propia.	104
Ilustración 55: Aplicación de los buffers de exclusión; a) sin considerar concesiones; b) considerando concesiones. Fuente: Elaboración propia.	105
Ilustración 56: Cavernas en Unidad H1; a) considerando concesiones; b) sin considerar concesiones. Fuente: Elaboración propia.	106
Ilustración 57: Cavernas en Unidad H2; a) considerando concesiones; b) sin considerar concesiones. Fuente: Elaboración propia.	106
Ilustración 58: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en Unidad H1 sin considerar terrenos concesionados. Fuente: Elaboración propia.	107
Ilustración 59: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno por kilómetro cuadrado en GWh para la Unidad H1 considerando la exclusión por concesiones. Fuente: Elaboración propia.	108
Ilustración 60: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en Unidad H2 sin considerar terrenos concesionados. Fuente: Elaboración propia.	110
Ilustración 61: Ilustración 50: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en Unidad H2 considerado terrenos concesionados. Fuente: Elaboración propia.	111

<i>Ilustración 62: Tipos y distribución de cuencas sedimentarias. Fuente: Modificado de Bachu, 2003.</i>	122
Ilustración 63: N° de cavernas por capacidad de almacenaje en Unidades H1 y H2 (sin concesiones). Fuente: Elaboración propia.	128
Ilustración 64: Proyecciones demanda de hidrógeno según escenarios. Extraído de: Togni et al., 2021.	145
Ilustración 65: Desarrollo proyectado de aplicaciones del hidrógeno verde. Fuente: MinEnergía, 2020	147
Ilustración 66: Tamaño de mercados estimados para las exportaciones de H2V chilenas (BUSD). Fuente: MinEnergía, 2020.	148
Ilustración 67: Evolución de las fuentes de generación de energía. Fuente: Extraído de Generadoras de Chile - Generación eléctrica en Chile, 2022)	152
Ilustración 68: a) sección geológica A-A'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2020; b) Perfil Ráster a-a'. Fuente: Elaboración propia.	155
Ilustración 69: a) sección geológica C-C'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2020; b) Perfil Ráster c-c'. Fuente: Elaboración propia	156
Ilustración 70: a) sección geológica D-D'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2020; b) Perfil Ráster d-d'. Fuente: Elaboración propia.	157
Ilustración 71: a) sección geológica E-E'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2021; b) Perfil Ráster e-e'. Fuente: Elaboración propia.	158
Ilustración 72: a) sección geológica F-F'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2021; b) Perfil Ráster f-f'. Fuente: Elaboración propia	159
Ilustración 73: a) sección geológica J-J'. Fuente: 5AMRFSdA por SQM, Salar S.A. 2019; b) Perfil Ráster j-j'. Fuente: Elaboración propia.	160
Ilustración 74: a) sección geológica K-K'. Fuente: 5AMRFSdA por SQM, Salar S.A. 2019; b) Perfil Ráster k-k'. Fuente: Elaboración propia	161
Ilustración 75: a) sección geológica I-I'. Fuente: 5AMRFSdA por SQM, Salar S.A. 2019; b) Perfil Ráster i-i'. Fuente: Elaboración propia.	161

Índice de Tablas

Tabla 1: Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno, metano y dióxido de carbono. Fuente: Modificado de Muhammed et al., 2022.....	6
Tabla 2: Comparación de hidrógeno con otros combustibles. Fuentes: Datos de Jara, 2022; Garrido, 2020; Williams et al., 2022.....	7
Tabla 3: Usos convencionales del hidrógeno en el sector industrial. Fuente: Elaboración propia a partir de Vásquez & Salinas, 2018.	11
Tabla 4: Usos potenciales del hidrógeno en los distintos sectores proyectados internacionalmente. Fuente: elaboración propia a partir de Vásquez & Salinas, 2018.	12
Tabla 5: Participación del H ₂ por segmento al 2050. Fuente: Elaboración propia a partir de MinEnergía Chile, 2019.	14
Tabla 6: Proyectos de ASH en cavernas de sal en el mundo; P: prospectivo; E: exitoso. Fuente: Datos de (Hematpur et al., 2023).....	27
Tabla 7: Proyectos de ASH en RAH en el mundo; P: prospectivo. Fuente: Datos de (Hematpur et al., 2023).....	30
Tabla 8:Proyectos de almacenaje de H ₂ + Gas natural en acuíferos; P: prospectivo; E: exitoso. Fuente: Datos de Hematpur et al. (2023).	33
Tabla 10: Restricciones geométricas de las cavernas teóricas. Fuente: Modificado de Williams et al. 2022.	44
Tabla 11: Buffers de exclusión para análisis de elegibilidad de tierras. Fuente: datos de Caglayan et al. 2020.....	49
Tabla 12: Variabilidad de parámetros utilizado en análisis de sensibilidad. Fuente Elaboración propia a partir de (Williams et al., 2022).....	54
Tabla 13: Resumen de formaciones identificadas (en rojo: descartadas; en verde: seleccionadas). Fuente: Elaboración propia.	68

Capítulo 1: Introducción

1.1. Introducción al problema de investigación

Los gases de efecto invernadero [GEI] son los componentes de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja refractados por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. Existe una serie de GEI como los halocarbonos, dióxido de carbono [CO₂], metano [CH₄] hexafluoruro de azufre [SF₆], hidrofluorocarbonos [HFC] y perfluorocarbonos [PFC] (Ballesteros & Aristizabal, 2007), los cuales, se cree, son los principales causantes del cambio climático y consecuente aumento de la temperatura media del planeta, como lo resalta el informe especial del “*Intergovernmental Panel on Climate Change*” [IPCC] sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C, de 2022 (Masson-Delmotte et al., 2022), el cual aborda la actual crisis que supone el cambio climático para el mundo en torno al aumento progresivo de la temperatura media de la tierra desde los tiempos preindustriales.

Esta problemática ha llevado a diversos organismos y gobiernos a plantear estrategias y soluciones de mitigación, con tal de mantener a raya el aumento de temperatura para 2050. Chile no se encuentra exento de esta tarea y a través de la firma del Acuerdo de París en 2015 se comprometió a tomar una serie de medidas las cuales fueron actualizadas en 2020 en el marco de la Contribución Determinada a Nivel Nacional [NDC] con un pilar fundamental respecto a la disminución de emisiones absolutas (sin sector forestal). Proponiendo como meta, un presupuesto de emisiones de GEI que no superará los 1,100 millones de toneladas de CO₂ equivalente [MtCO₂eq], entre el 2020 y 2030, con un máximo de emisiones de GEI al 2025, y alcanzar un nivel de emisiones de GEI de 95 MtCO₂eq al 2030.

Es aquí donde el hidrógeno verde [H₂V] se plantea como la navaja suiza de la transición energética, debido a su versatilidad para el almacenaje y uso de energía con cero emisiones de CO₂. En Chile, la “*Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*” [ENH₂V] (Correa et al., 2020) proyecta un crecimiento anual del 15% en el uso de H₂ entre 2025 y 2050 a raíz del consumo doméstico (nacional) y exportaciones, dando pie a la diversificación de las aplicaciones del hidrógeno. Todo esto aprovechando el inmenso potencial renovable con

finés eléctricos, estimados recientemente el 2021 en 2153 GW, lo cual es 76 veces la capacidad operativa a la fecha (C. Vásquez et al., 2021).

Los proyectos que se llevan a cabo en el país en torno al hidrógeno se encuentran al alza. En mayo de 2022 se creó un Comité para el Desarrollo Productivo de la Industria del Hidrógeno Verde, el cual será liderado por el Ministerio de Energía de Chile [MinEnergía Chile] y coordinará a diferentes actores claves, así como también, iniciativas de políticas públicas para fomentar las oportunidades en esta industria. En Chile, ya han surgido más de 40 proyectos de los cuales 10 se encuentran en la región de Antofagasta, encontrándose la mayor parte en etapas de prefactibilidad y factibilidad, destacando en términos de producción, las iniciativas de Atacama Hydrogen Hub y Hyex con capacidades de electrólisis esperadas en torno a los 2.000 MW.

Sin embargo, es necesario superar aún una serie de desafíos en múltiples aristas que se requieren antes de la implementación de esta nueva tecnología. Uno de estos desafíos tiene que ver con el almacenaje de esta molécula, la cual posee una serie de características que hacen, requiera de condiciones especiales para su correcto confinamiento. Las opciones que se barajan actualmente son variadas y entre ellas podemos encontrar el almacenaje en formaciones geológicas o almacenaje subterráneo de hidrógeno [ASH]. Idea que ya tiene más de 40 años, pero con pocos ejemplos a nivel mundial, sin embargo, debido a la necesidad de generar economías de gran escala en torno al hidrógeno, ha resurgido con nuevas investigaciones y planes en diversos países, como lo son las iniciativas de HyUnder (“HyUnder project looks at energy storage in underground hydrogen”, 2012), HyStories (Fernández-Canteli Álvarez et al., 2022), Hypster (*HyPSTER | 1st demonstrator for H2 green storage*, s. f.), etc. Planteando como opciones para ser utilizadas como reservorios: cavernas de sal, medios porosos y cavernas excavadas en roca.

En nuestro país actualmente no existen proyectos relacionados al ASH, siendo éste el primero en su tipo, con el objetivo de impulsar nuevas investigaciones para el desarrollo de esta tecnología.

1.2. Hipótesis, Objetivos y Alcances

Hipótesis

Chile presenta características geológicas favorables para el desarrollo de operaciones de almacenaje subterráneo de hidrógeno verde en formaciones salinas.

Objetivo General

Establecer una base de trabajo para la investigación y desarrollo de estudios geológicos orientados a las operaciones de almacenaje subterráneo de hidrógeno verde en cavernas de sal en Chile.

Objetivos Específicos

- Sintetizar el estado del arte en cuanto a producción, uso y almacenaje de hidrógeno.
- Sintetizar el estado del arte en metodologías de identificación y estimación de capacidad de sitios para ASH en cavernas de sal.
- Proponer una secuencia de trabajo acorde al panorama actual de Chile para identificar sitios con potencial de ASH en cavernas de sal y estimar la capacidad almacenaje teórico en un caso de estudio seleccionado.

Alcances

Desarrollo de un proyecto en etapa conceptual de ASH en cavernas de sal, a partir de información pública. Caso de estudio Cuenca del Salar de Atacama.

1.3. Metodología de Trabajo

La metodología seguida en este trabajo para el cumplimiento de los objetivos planteados se resume a continuación.

- Etapa inicial de revisión de antecedentes en donde se sintetizaron los tópicos en torno al hidrógeno, usos, demanda y almacenaje. Específicamente respecto al almacenaje se hizo revisión de literatura especializada en “almacenaje subterráneo de hidrógeno en formaciones geológicas”.
- Definición de una secuencia metodológica en torno a la identificación, filtro, selección y estimación de capacidad de almacenaje de hidrógeno en cavernas salinas.
- Revisión escala país de las posibilidades de almacenaje subterráneo de hidrógeno en formaciones salinas.
- Selección del caso de estudio en Salar de Atacama y estimación de la capacidad teórica de almacenaje mediante el modelado de un campo de cavernas.
- Discusión y comparación de resultados

1.4. Estructura del Trabajo

Capítulo 1: Introducción al problema de investigación, hipótesis y definición de objetivos y alcances.

Capítulo 2: Revisión general de la literatura para la comprensión del rol del hidrógeno en la transición energética

Capítulo 3: Revisión de los métodos de trabajo y selección de la secuencia metodológica a seguir

Capítulo 4: Resultados obtenidos, detallando sitios identificados y el trabajo realizado para estimar la capacidad de almacenaje de hidrógeno en Salar de Atacama

Capítulo 5: Discusión de resultados desde un punto de vista comparativo a los autores revisados en el Capítulo 3 y a las proyecciones en torno a la demanda de hidrógeno

Capítulo 6: Principales conclusiones

Anexos: Material complementario

Capítulo 2: Marco Teórico

2.1. Hidrógeno

El hidrógeno [H] es el primer elemento de la tabla periódica, el más liviano y abundante en el universo, se encuentra constituido por un protón y único electrón. En condiciones normales de presión y temperatura, el hidrógeno forma un gas estable como molécula diatómica [H_2], incoloro, inodoro, inflamable, no tóxico e insoluble en agua (Jiménez, 2020).

A pesar de su abundancia en el planeta, este elemento difícilmente se encuentra en estado puro. La forma usual en la que se presenta el H_2 es en compañía de otros elementos, formando compuestos como el agua [H_2O] y gas natural [CH_4] (CNH2, s. f.). De modo que no puede ser extraído directamente de la naturaleza, por lo tanto, no es en estricto rigor un combustible, sino que un Carrier o vector energético (Jara, 2022). A pesar de lo anterior, para efectos de esta investigación, el H_2 será tratado como un combustible. Esto último en consecuencia con la Ley 20.305 de Eficiencia Energética que incluye al H_2 dentro de la taxonomía, permitiendo así que el MinEnergía Chile regule su uso (Ministerio de Energía, 2021)

El H_2 , comparado con otros gases como el metano [CH_4] y dióxido de carbono [CO_2] (Tabla 1), posee propiedades fisicoquímicas que suponen tanto ventajas como desventajas durante su cadena de valor. Por ejemplo, bajo las mismas condiciones de presión y temperatura (25 °C; 1 atm), el H_2 posee una densidad 7 veces menor que el CH_4 , lo que se traduce inmediatamente en la necesidad de grandes presiones para su compresión durante su almacenaje y transporte comparado con el CH_4 . Sumado a lo anterior, su bajo punto de ebullición y punto crítico, a diferencia del CO_2 , dificultan su almacenaje en estado líquido o supercrítico. Mientras que su bajo peso molecular y alta difusividad, aumentan las posibilidades de fugas y desgaste de materiales contenedores.

Debido a esto, el entendimiento y cálculo teórico o empírico de estos y otros parámetros, son vitales para la inclusión del hidrógeno en los distintos sistemas a los cuales se apunta su uso, permitiendo modelar su comportamiento a diversas presiones y temperaturas y sus interacciones con otros elementos.

Tabla 1: Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno, metano y dióxido de carbono. Fuente: Modificado de Muhammed et al., 2022.

Parámetro [unidad]	H ₂	CH ₄	CO ₂
Peso molecular	2.016	16.043	44.09
Densidad (25 °C; 1 atm) [kg/m ³]	0.089	0.657	1.98
Viscosidad (25 °C; 1 atm) [Pa*s]	0.89x10 ⁻⁵	1.1x10 ⁻⁵	1.49
Solubilidad en agua pura (25 °C; 1 atm) [g/L]	16x10 ⁻⁴	22.7x10 ⁻³	1.45x10 ⁻³
Punto de Ebullición [°C]	-253	-162	-78,44
Temperatura Crítica [°C]	-239.95	-82.3	-31
Presión Crítica [atm]	12.8	45.79	72.79
Difusión en agua pura (25 °C; 1 atm) [m ² /s]	5.13x10 ⁻⁹	1.85x10 ⁻⁹	1.6x10 ⁻³

La razón principal por la que se considera el potencial del hidrógeno como una pieza clave para la transición a formas sustentables del uso de energía, es que su combustión completa en presencia de oxígeno produce una reacción exotérmica de elevada energía, que tiene por subproducto vapor de agua. Esto implica, que la combustión de hidrógeno representa una forma de generación de energía limpia sin subproductos que aporten al efecto invernadero.

El término que cuantifica la cantidad de energía que puede almacenarse en un sistema, sustancia o región de espacio es llamado Densidad Energética. Cuanto mayor sea la densidad de energía de un sistema o material, mayor será la cantidad de energía que tiene almacenada. La densidad de energía suele expresarse de dos maneras:

- *Densidad energética volumétrica*: es la cantidad de energía que contiene un sistema en comparación con su volumen; suele expresarse en vatios-hora por litro [Wh/L] o Mega julios por litro [MJ/L].
- *Densidad energética gravimétrica*: es la cantidad de energía que contiene un sistema en comparación con su masa; suele expresarse en vatios-hora por kilogramo [Wh/kg], o Mega julios por kilogramo [MJ/kg]. La densidad energética gravimétrica también puede denominarse energía específica.

La densidad energética de los combustibles se presenta como su poder calorífico inferior [PCI] (Tabla 2), el cual corresponde a la cantidad total de calor desprendido en la

combustión completa de combustible sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua de la combustión, ya que no se produce cambio de fase, sino que se expulsa en forma de vapor.

Como podemos observar, en términos de densidad energética gravimétrica 1 kg de H₂ contendría más de un 200 % de energía en comparación al gas natural y cercano a un 260 % en comparación con el diésel. Por otro lado, al compararlo en términos de volumen, el H₂ se encuentra muy por debajo de sus competidores. Por ejemplo, 10 L de Petróleo equivalen a 315 MJ, ahora si se tratase de almacenar esa misma cantidad de energía en términos de H₂, haría falta un depósito de 31.5 m³ con una masa de 2.8 kg.

Tabla 2: Comparación de hidrógeno con otros combustibles. Fuentes: Datos de Jara, 2022; Garrido, 2020; Williams et al., 2022.

Combustible	Densidad energética Gravimétrica		Densidad energética Volumétrica	
	[MJ/kg]	[KWh/kg]	[MJ/L]	[KWh/L]
H ₂ (700 bar; 25°C)	119.96	33.3	2.1	1.611
H ₂ líquido (1 bar; -252.8°C)	119.96	33.3	8.4	2.3
H ₂ (1 bar; 25°C)	119.96	33.3	0.01	2.99*10 ⁻³
Gas natural	53.6	12.5		
Metanol	19.7	5.36	15.7	4,36
Petróleo	24	11.36	31.5	8,75
Diésel	45.3	12.58	35.5	9.86
Kerosoene	43.5	12.08	31	8.6

No obstante, a pesar de la necesidad de utilizar mayores volúmenes para satisfacer las demandas energéticas requeridas, el hidrógeno posee una innegable ventaja en término de emisiones de CO₂ pues como se explicó anteriormente, su combustión no genera dióxido de carbono. Por ejemplo, al utilizar 10 L de diésel (~2.69 kgCO₂/L) se tendría una emisión de 26.9 kg de CO₂ versus 0 kg de CO₂ utilizando H₂.

2.1.1. Producción de hidrógeno

El hidrógeno puede ser extraído de combustibles fósiles y biomasa, a partir de agua o de una mezcla de estos (Biroł, 2019). Los distintos procesos a partir de los cuales se puede producir este gas se resumen en:

- *Termoquímicos*: usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.
- *Electrolíticos*: el H₂O se disocia en H₂ y oxígeno [O₂] usando electricidad.
- *Biológicos*: microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.

Las rutas de producción para el gas de hidrógeno pueden poseer distintos niveles de emisiones de CO₂ dependiendo de la materia prima, energía y medidas de mitigación utilizadas, como la captura y almacenamiento de carbono [CAC]. En la actualidad, la demanda de hidrógeno se encuentra casi completamente cubierta a través de la producción a partir de combustibles fósiles, asociado a una emisión de más de 900 MtonCO₂ en 2021 (International Energy Agency [IEA], 2022)

Para el gas resultante de estos procesos, existe una clasificación por colores, la cual viene definida cualitativamente según la fuente energética y la percepción de las emisiones de CO₂ que derivan de su producción (Biroł, 2019), de esta forma, el hidrogeno puede ser.

- *Hidrógeno "Negro", "Gris" o "Marrón"*: Corresponde al H₂ producido a partir de carbón, gas natural y lignito respectivamente.
- *Hidrógeno "Azul"*: Es el término utilizado para la producción de H₂ a través de combustibles fósiles con emisiones de CO₂ reducida por el uso de CAC.

- *Hidrógeno “Verde”*: Se usa para definir el H₂ producido a través de energías renovables.

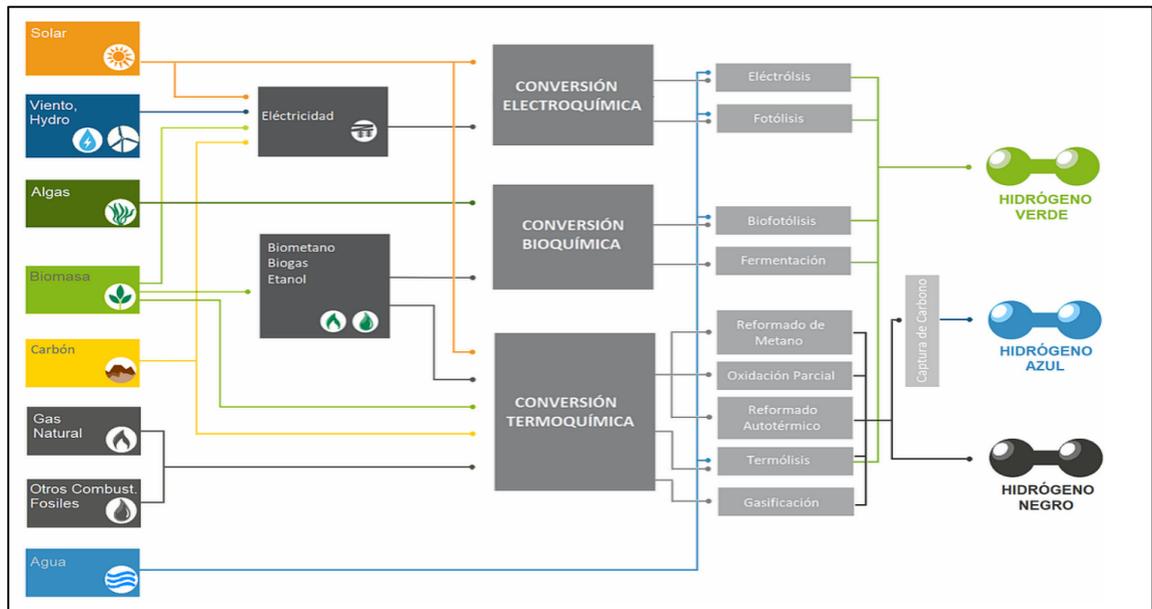


Ilustración 1: Rutas de producción del hidrógeno. Fuente: Kohlhammer & Fuster, 2021.

Sin embargo, esta nomenclatura por colores se encuentra en discusión, principalmente por la ambigüedad respecto a los objetivos de descarbonización y las tecnologías que podrían ser consideradas para una producción de hidrógeno verde. En este sentido, nace, por ejemplo, la iniciativa del proyecto CertifHy (CertifHy, s. f.), financiado por la Unión Europea [UE], la cual busca incentivar el mercado del Hidrógeno Verde, definiendo de forma cuantitativa los parámetros bajo los cuales se clasifica el hidrógeno. Así, cuando se alcanza un nivel de emisiones bajo los 36.4 g CO₂ eq/MJH₂ el hidrógeno puede ser definido como “bajo carbono” o “verde” según sea producido a través de combustibles fósiles o energías renovables respectivamente.

Bajo estas definiciones, la tendencia para producir H₂V en el país (de acuerdo con los proyectos existentes) sería a través del proceso de electrólisis, con un suministro de energía a partir de fuentes solares o eólicas. Esta transformación es conocida como PowerToH₂ y actualmente se considera la forma más sostenible de producción de hidrógeno, teniendo una eficiencia de conversión eléctrica que va entre un 60 % y 70 %, lo que se traduciría en un consumo aproximado de 50 a 60 kWh de electricidad para producir 1 kg de H₂, como ha sido demostrado por una central de conversión en Dinamarca a cargo del

consorcio HyBalance, la cual es capaz de producir 180 ton de H₂ por año, con un consumo de energía de entre 55 y 58 KWh/kg (Troncoso, 2021). Esta conversión genera un subproducto de entre 8 a 10 kg de O₂ por kg de H₂. Mientras que otro proceso como el Steam Methane Reforming [SMR] emite alrededor de 9 kg de CO₂ por kg de H₂ (Troncoso, 2021).

Respecto a la cantidad de agua necesaria para la producción de H₂ a través de electrólisis Saulnier et al. (2020) indica que las unidades electrolizadoras comerciales que se encuentran actualmente en el mercado requieren entre 10 L y 11.1 L de agua desionizada para la producción de 1 kg de H₂, esto sin tener en cuenta la cantidad adicional de agua por conversión de agua común a agua desionizada, además de los sistemas de enfriamiento.

2.1.2. Usos y demanda de hidrógeno

Se encuentra en discusión si el H₂ puede ser parte importante de la solución para cumplir los objetivos planteados en el Acuerdo de París, esto debido a su versatilidad como combustible, materia prima y/o reactivo en muchos procesos que requieren de una gran cantidad de energía.

A continuación, se resumen en la Tabla 3 algunas de las aplicaciones convencionales para el H₂ en el sector industrial, en donde al 2019, la refinería demandó el 33 % de hidrógeno a nivel mundial, mientras que la producción de amoniaco, metanol y siderurgia concentraron un 27 %, 11 % y 3 % respectivamente (BiroI, 2019).

Tabla 3: Usos convencionales del hidrógeno en el sector industrial. Fuente: Elaboración propia a partir de R. Vásquez & Salinas, 2018.

Sector	Rubro	Uso
Industrial	Refinería del petróleo	Principalmente utilizado para la reducción de contenido de azufre en combustibles
	Industria Química	Producción de amoniaco a través de proceso Haber-Bosch, el amoniaco se considera al igual que el hidrógeno, un vector energético utilizado principalmente como fertilizante y en la fabricación de explosivos, nylon, etc. Producción de metanol: Bio-combustible también utilizado en la producción de formaldehido
	Producción de metales	Utilizado como agente reductor en el níquel fino, polvos de cobalto, metales raros como germanio y renio. Se discute su uso además como agente reductor en la producción de acero

En el sector transporte, el hidrógeno o los biocombustibles fabricados a partir de él, cuentan con aplicaciones probadas y/o en proceso de pruebas en casi todos sus rubros (Tabla 4). Esta tecnología se basa en el uso de celdas de combustible las cuales cuentan con una emisión cero de CO₂ celda-tubo de escape. Existen ejemplos con décadas de desarrollo, sin embargo, aún existen desafíos que afrontar, principalmente relacionados con

los costos de producción y escasas redes de suministro (R. Vázquez & Salinas, 2018). Al igual que el sector transporte, se resumen en la misma tabla los usos proyectados en edificaciones y red eléctrica, teniendo como ejes principales los sistemas de calefacción, generación eléctrica y almacenaje de energía.

Tabla 4: Usos potenciales del hidrógeno en los distintos sectores proyectados internacionalmente. Fuente: elaboración propia a partir de R. Vázquez & Salinas, 2018.

Sector	Rubro	Usos
Transporte	Ligero	Automóviles comerciales Vehículos militares Automóviles de carrera
	Pesado	Camiones Buses Montacargas
	Marítimo	Pruebas en pequeños navíos y suministro de electricidad a bordo en barcos de carga
	Ferrovial	Trenes y tranvías
	Aéreo	En fase de investigación para la inclusión de celdas en todos los ámbitos.
Residencial/Infraestructura	Múltiples	Su uso se proyecta en sistemas de calefacción y de suministro eléctrico. Se consideran, por ejemplo, Hospitales, Data Centers, Edificios residenciales, etc. Posibilidad de mezcla con gas natural en las redes de distribución.
Electricidad	Almacenaje y gestión de energía	El hidrógeno puede ser utilizado como Carrier energético tanto puro como en forma de biocombustibles.
	Gas-to-Power	Producción de electricidad a partir de hidrógeno para inyección en redes de suministro

Para los usos que implican la re-electrificación del H₂ (proceso inverso al Power-ToH₂), esto puede ser llevado a cabo a través del uso de celdas de combustible o quemado

en ciclos combinados de plantas de generación, con eficiencias que rondan el 50 % y 60 % respectivamente (Energy Storage Association, s. f.). Esta aplicación es de particular interés al considerar la necesidad de la regulación de las intermitencias generadas por las energías renovables variables como la solar y eólica, permitiendo una transformación de la energía eléctrica producida durante los picos de generación, cuando la demanda es menor a la oferta y una posterior transformación e inyección a la red eléctrica durante los picos de demanda.

Las diversas rutas que se plantean hasta el año 2050 en torno a la demanda de hidrógeno pueden variar en consecuencia del desarrollo de tecnologías complementarias, como la eficiencia energética, electrificación, CAC y las propias tecnologías relacionadas con el hidrógeno (Togni et al., 2021)

La IEA en su informe “*Global Hydrogen Review 2022*” reconoció una demanda de más de 94 millones de toneladas de H₂ durante 2021, un aumento del 5 % respecto al consumo de H₂ durante el 2019 (prepandemia). Donde los usos industriales del gas dominaron casi la totalidad del consumo mundial, mientras que las aplicaciones emergentes concentraron apenas un 0.04 % de la demanda, no obstante, tanto las proyecciones Globales (Anexo A.1) como país en la ENH2V (Anexo A.2) apuntan a una expansión y diversificación en los consumos de este combustible dado su potencial de descarbonización en las áreas antes expuestas.

De esta forma, el potencial del hidrógeno como agente de cambio en los diversos ecosistemas de producción y consumo de energía, se encuentra estrechamente ligado a las matrices energéticas y eléctricas de cada país y el potencial renovable asociado a los territorios (Anexo A.3).

El MinEnergía (2019) planteó el porcentaje de participación por segmento que debiese tener el H₂ para la reducción de emisiones GEI para alcanzar la carbono neutralidad en 2050 (Tabla 5).

A partir de esta información en Zúñiga et al. (2020) proyectaron y caracterizaron la demanda de H₂ por segmento prioritario (Ilustración 2) en 600,000 ton de H₂ aproximadamente, en donde la matriz industria y minería equivaldrían aproximadamente al 55 % de la demanda total a 2050, seguido por la demanda de transporte de carga con un 37 % y finalmente la demanda térmica para el 7 % restante.

Tabla 5: Participación del H2 por segmento al 2050. Fuente: Elaboración propia a partir de MinEnergía Chile, 2019.

Segmento	Participación del H2 al 2050
Transporte Terrestre de Carga	85 % de los vehículos de la flota nacional de carga usarán H2 como energético.
Usos Térmicos	7 % de la energía térmica para usos residenciales y 2 % de la energía térmica para usos industriales será provista por H2.
Usos Motrices en Minería	45 % de demanda de energía para usos motrices en minería será provista por H2.
Usos Motrices en la Industria	12 % de demanda de energía para usos motrices en Industria será provista por H2.

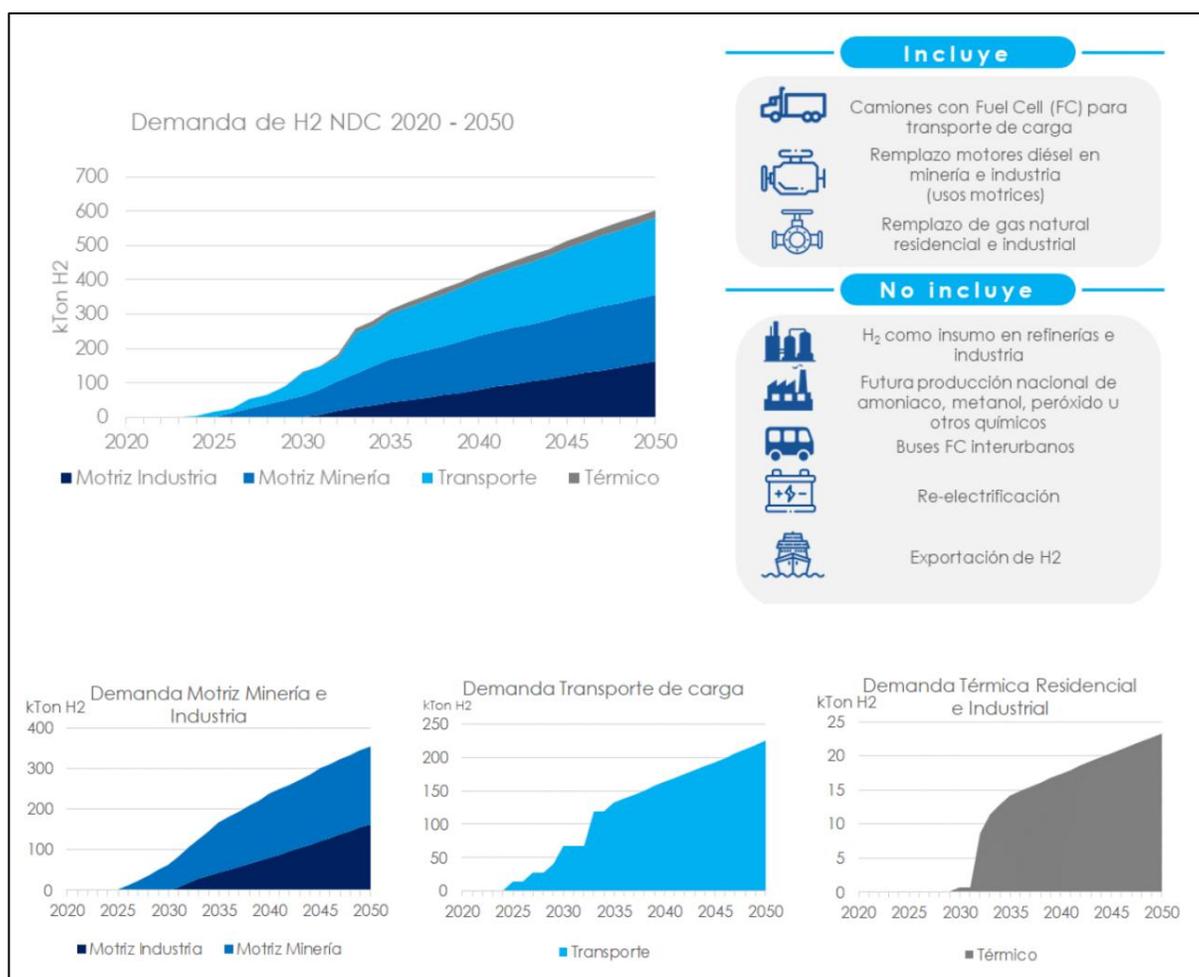


Ilustración 2: Proyecciones 2020-2050 de demanda agregada de hidrógeno total y por segmento. Fuente: Extraído de Zúñiga et al., 2020.

Dentro de las iniciativas que buscan el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno en el país, se pueden nombrar las alianzas de la Corporación Nacional de Fomento a la Producción [CORFO] con distintas instituciones consorcios y empresas para la utilización de H₂ en camiones de extracción de alto tonelaje [CAEX] para la minería de la región de Antofagasta y avances como la patente de la Universidad de Concepción para el procesamiento de refinado de cobre sin emisiones.

2.1.3. Almacenaje de hidrógeno

Dadas las diversas aplicaciones actuales y proyectadas para el hidrógeno que se expusieron en la subsección anterior, es claro el objetivo de contar con métodos de almacenaje compatibles con las necesidades y requerimientos en términos de seguridad y volumen de gas almacenado. El mayor desafío para lograr este fin recae entre otros factores, en la baja densidad de este gas, en donde por ejemplo, 1 kg de H₂ a condiciones normales de presión y temperatura [CNTP] (1 bar; 283.15 °K) ocuparía un volumen de 11.9 m³ (Bell et al., 2014) vs los 3.11 m³ que utilizaría su equivalente energético en MJ de diésel en las mismas condiciones termodinámicas (densidad del diésel: Marketing, 2007).

Para cumplir con estos objetivos es que se encuentra en desarrollo o se han desarrollado distintas opciones posibles para almacenar hidrógeno, las cuales pueden ser subdivididas según Andersson & Grönkvist (2019) en tres categorías principales, según la naturaleza de las interacciones entre el H₂ almacenado y su receptáculo o material contenedor.

Almacenaje físico: el H₂ puede ser almacenado en forma de gas o líquido de forma molecularmente pura, sin ningún enlace físico o químico significativo con otros materiales.

Adsorción: el H₂ puede adsorberse sobre o dentro de un material, sujeto por enlaces físicos de Van der Waals relativamente débiles.

Almacenaje químico: el hidrógeno atómico puede ser unido químicamente (absorbido) en hidruros metálicos e hidruros químicos.

Actualmente el H₂ es almacenado principalmente como gas o líquido en tanques presurizados o criogénicos. Ambas formas de almacenaje suponen condiciones de presión y temperatura las cuales varían en gran medida la cantidad de kg de H₂ por m³ (Ilustración 3).

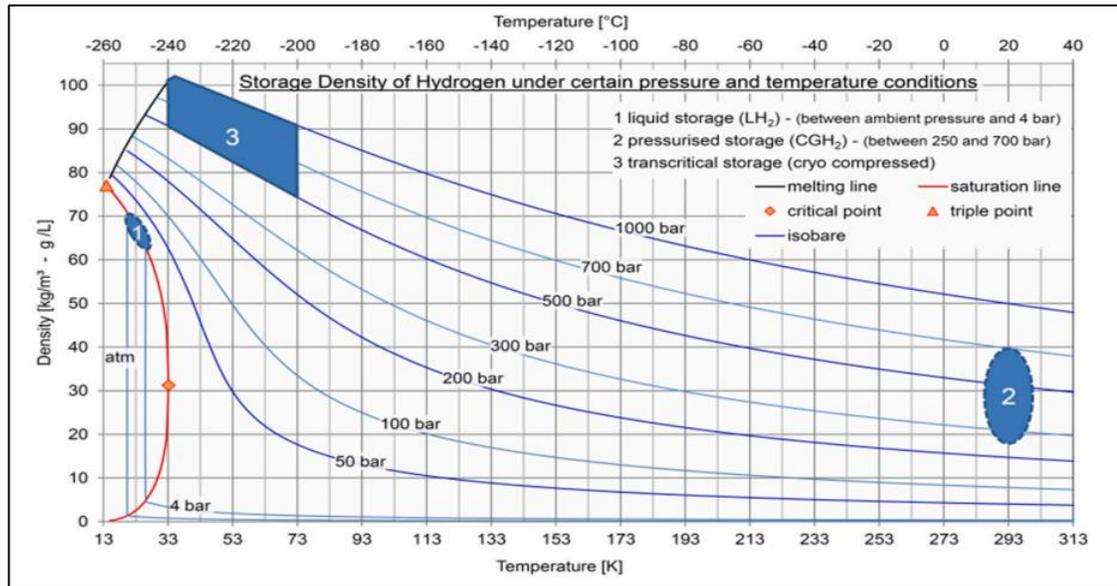


Ilustración 3: Densidad del hidrógeno en función de la presión y temperatura. Fuente: Extraído de Takach et al. (2022).

Por ejemplo, los tanques más básicos (y más utilizados) pueden almacenar H₂ a una presión de 100 bar y una temperatura de 20 °C, alcanzando los 7.8 kg de H₂ por m³ aproximadamente, mientras que aquellos tanques capaces de almacenar H₂ a 700 bar pueden alcanzar densidades 40 kg/m³. Esto, pese de representar una diferencia significativa en términos de volumen, implica costos mucho mayores en términos de los materiales que componen el tanque y la energía utilizada para la presurización, considerándose inviables en aplicaciones estacionarias de gran escala (Andersson & Grönkvist, 2019). Es pensando en estos requerimientos a gran escala que, se hace necesario apuntar al desarrollo de sistemas fiables, económicos y seguros para la conformación de economías basadas en hidrógeno (Epelle et al., 2022).

Para las proyecciones respecto a la demanda en términos de capacidad de almacenaje de hidrógeno en Chile entre 2020-2050, Zúñiga et al. (2020) proyectó bajo el escenario de carbono neutralidad una estimación en KTon de capacidad (Ilustración 4). Destacando que en general se consideraron bajas capacidades de almacenaje debido al alto factor de

carga de las plantas de electrólisis conectadas al SEN. A 2030 se requerirían 3000 toneladas de H₂ de capacidad, seguido de un importante crecimiento en la siguiente década, para completar 7000 toneladas de H₂ de capacidad a 2040 y 9000 toneladas de H₂ al 2050. La mayor parte del almacenamiento estaría asociado a la industria minera, debido a su alta demanda diaria y un requerimiento de respaldo mínimo (Zúñiga et al., 2020).

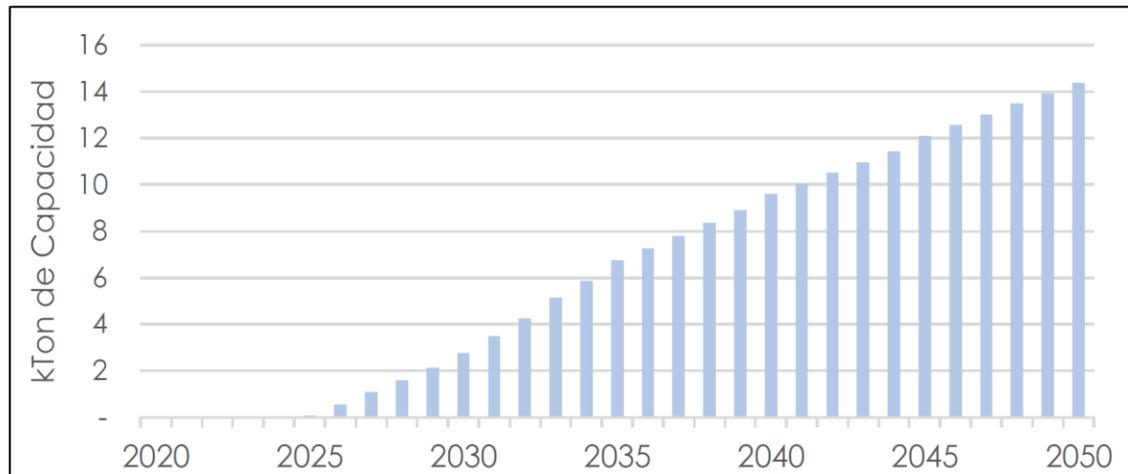


Ilustración 4: Proyección de capacidad instalada acumulada para almacenamiento gaseoso de H₂ en Chile.
Fuente: Extraído de Zúñiga et al., 2020.

Bajo esta óptica y considerando la necesidad de almacenar grandes volúmenes de H₂ capaces de suplir las necesidades de este gas como combustible y/o como método de gestión energética es que se plantea dentro del almacenaje físico como gas comprimido, el uso de formaciones geológicas para el desarrollo de operaciones de ASH, foco principal de esta investigación que será desarrollado en las secciones siguientes.

2.2. Almacenaje subterráneo de hidrógeno [ASH]

Tarkowski (2019) define una instalación de ASH como una acumulación de gas de hidrógeno creada artificialmente en el entorno natural (formación geológica) a una profundidad considerable, varios cientos de metros o más. En la actualidad, el uso de formaciones geológicas para el almacenaje de sustancias es utilizado principalmente por la industria del gas natural en almacenaje subterráneo de gas [ASG], por lo que parece lógico transmitir la experiencia ganada en este tipo de operaciones para desarrollar una base de trabajo en torno al hidrógeno pues en principio son similares (Jannel & Torquet, 2022).

Las opciones de formaciones geológicas viables que se tienen en consideración para ser utilizadas como reservorios, pueden dividirse en formaciones de sal (Estratificadas o domos), formaciones porosas (acuíferos y depósitos de hidrocarburos) y por último formaciones de roca cristalina.

La aptitud de un reservorio es determinada por su capacidad de almacenaje y suministro. La capacidad de almacenaje de una instalación de ASH se mide en $K\text{tonH}_2$ (miles de toneladas de hidrógeno) o tonH_2 (toneladas de hidrógeno) y comprende el *working gas* (gas disponible que se inyecta y se extrae), el *cushion gas* o gas base que se almacena durante toda la vida útil de la instalación y es el responsable de ejercer la presión mínima necesaria para evitar la entrada de agua en el espacio de almacenamiento, además de proveer las condiciones óptimas para la inyección, y por último, el gas físicamente irre recuperable, que es aquel que no se puede recuperar cuando el diferencial de presión en un yacimiento es insuficiente para expulsar el gas (Sambo et al., 2022).

Respecto a la capacidad de suministro de un emplazamiento geológico para el ASH, suele expresarse en términos de la cantidad de gas que puede retirarse diariamente. La máxima capacidad de suministro de gas de un emplazamiento se alcanza cuando se alcanza la presión máxima de almacenamiento y el volumen máximo de "gas in situ" en la instalación, por lo que la capacidad de suministro se considera un punto informativo, que varía en función del tipo de formación, la porosidad, la profundidad y otras condiciones como las características de las instalaciones de superficie. Durante la fase de extracción de hidrógeno, las formaciones geológicas que pueden soportar una mayor presión son ventajosas, ya que tienen una mayor capacidad de compresión (mayor capacidad de almacenaje por m^3) y una mayor capacidad de suministro potencial. Sin embargo, este factor depende de la estructura, ya que, por ejemplo, una formación de tipo domo salino

relativamente profundo sobre un área relativamente compacta, puede ser capaz de soportar mayores presiones, mayor capacidad y mayor suministro que una formación, que, aunque tenga el mismo carácter geológico y volumen, sea relativamente poco profunda (Sambo et al., 2022).

El ASH actúa como un buffer balanceando temporalmente el consumo y producción del gas (Kruck et al., 2013). Esto tiene relación con la capacidad de ciclos de inyección y extracción siendo más largos en medios porosos que en formaciones salinas (Sambo et al., 2022; Lemieux et al., 2019).

A través de la literatura (Ej: (Simón et al., 2014; Tarkowski, 2019) se enuncian diversas ventajas del ASH frente al almacenaje superficial como:

- *Seguridad del almacenamiento*: las instalaciones subterráneas son menos susceptibles de sufrir incendios, ataques terroristas o acciones militares.
- *Gestión del espacio*: en comparación con las formas de almacenaje superficiales, el ASH consigue utilizar espacios más reducidos y amigables con el paisaje.
- *Economía*: los costes de construcción son mucho más bajos que los de las instalaciones de superficie con una capacidad comparable.
- *Disponibilidad de estructuras geológicas adecuadas*: estas son comunes en muchos países y en grandes áreas.

Jannel & Torquet (2022) describieron en su trabajo el diseño conceptual de una instalación para ASH en superficie (Ilustración 5), la cual considera como sus principales componentes, un sistema de filtro y medición, sistema de compresión, reservorio, sistemas de reducción de presión, de deshidratación y tratamiento del gas.

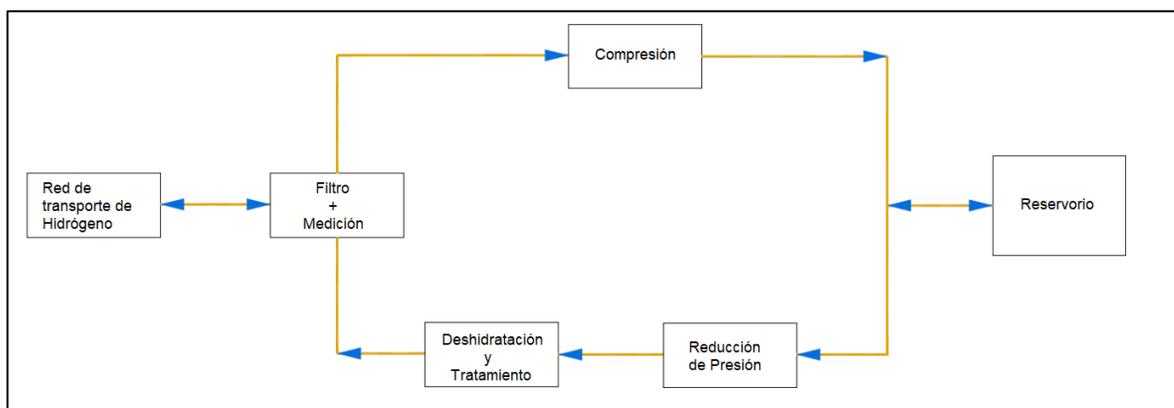


Ilustración 5: Diagrama de flujo en bloque para ASH. Fuente: Modificado de Jannel & Torquet (2022)

La fase de inyección comienza con un filtrado a través de un cartucho de filtro, el cual se encarga de eliminar cualquier partícula o gota de más de 5 micras, a continuación, con tal de garantizar un equilibrio exacto del material almacenado se puede hacer uso de un caudalímetro ultrasónico. Posterior a esto, el hidrógeno pasa por un tambor “*knock-out*” (depósito de separación), para eliminar las gotas de agua antes de entrar a la unidad de compresión, en donde la presión se eleva hasta alcanzar la compresión necesaria para su inyección en el reservorio seleccionado, utilizando nuevamente caudalímetros y válvulas que regulen la inyección del gas.

Durante la fase de extracción, de ser necesario, el gas pasa por un sistema de reducción de presión para luego traspasarse a un *slug catcher*, el cual se encarga de separar el agua que puede ser generada por flujos internos o por condensación, saliendo posteriormente por una válvula y caudalímetro que regulan el flujo de salida, volviendo a la estación principal en donde puede ser utilizado para los fines que se estime convenientes.

A nivel subsuperficial Jannel & Torquet (2022), plantean que, el o los pozos utilizados, deben ser desarrollados de forma de cumplir con los requerimientos de operación de la instalación. En este sentido, la primera sección constaría de un tubo conductor, el cual debe ser hincado en el suelo como parte de las obras ingenieriles de preparación de la plataforma del pozo. La profundidad de este hincado debe ser ajustada en función a la existencia de peligros someros y/o formaciones no consolidadas de poca profundidad. La siguiente sección se conecta con el revestimiento en superficie para aislar el pozo de acuíferos superficiales. Dependiendo de las condiciones *in-situ*, puede ser necesaria una sección de perforación adicional con un revestimiento que permita aislar el pozo de condiciones anómalas, incluidas zonas de inestabilidad o no consolidadas, zonas de pérdida

de circulación y zonas permeables presurizadas. Finalmente la última zapata de revestimiento o *last cemented casing shoe* [LCC] es colocada, asegurando así la contención de la presión generada.

2.2.1. Almacenaje en rocas salinas (Cavernas de Sal)

La sal de roca (halita) tiene propiedades fisicoquímicas favorables para el almacenaje de hidrógeno. Las cavernas de sal emplazadas en estas formaciones son estructuras artificiales con forma aproximadamente cilíndrica, desarrolladas a partir de la perforación de un pozo vertical, al cual se le da la forma deseada a través de un proceso de lixiviación con agua llamado disolución *in-situ* (Lemieux et al., 2019; Muhammed et al., 2022)

Las paredes de una caverna de sal son impermeables al elemento y químicamente inertes, mientras que la baja permeabilidad, la alta resistencia a la compresión y la ductilidad de la sal de roca *ayudan* a la curación de las micro fisuras formadas durante las operaciones de alta presión. Por otra parte, el elevado grosor de los depósitos de sal proporciona espacio para la construcción de depósitos subterráneos de gran capacidad. Las propiedades de la sal garantizan la estanqueidad del depósito y la estabilidad en términos dinámicos a largo plazo (Małachowska et al., 2022; Tarkowski et al., 2021; Tarkowski & Czapowski, 2018).

Los domos de sal y formaciones estratificadas salinas son los lugares ideales para la construcción de cavernas de sal. Los domos de sal son cuerpos gruesos y homogéneos formados como consecuencia de la flotabilidad relativa de la sal cuando se encuentra sepultada por debajo de otros tipos de sedimentos (halokinesis). Por su parte, las formaciones salinas estratificadas son capas más delgadas que pueden desarrollarse a mayor profundidad que los domos, con una alternancia entre halita [NaCl] y capas no solubles como anhidrita, dolomita y algunos tipos de lutitas (Foh et al., 1979; Han et al., 2007; Muhammed et al., 2022).

Una característica muy favorable de las cavernas de sal es la capacidad de ajustar la forma y tamaño es ésta (Małachowska et al., 2022). La aplicación de modelos numéricos puede resultar muy útiles en el diseño de la forma de la caverna, asegurando así su estabilidad bajo condiciones de geología y construcción dadas. Sin embargo, los modelos son solamente idealizaciones y proyecciones por sólidos geométricos y no siempre reflejan la forma real obtenida en el proceso de lixiviación (Małachowska et al., 2022).

Existen dos métodos básicos de lixiviación para desarrollar y dar forma a las cavernas salinas, la lixiviación directa y la inversa. En el método directo, se bombea agua dulce o salmuera no saturada en la caverna a través de la tubería de lixiviación interior (Ilustración 6.a). El agua dulce fluye (debido a su menor densidad en comparación con la salmuera) y la salmuera saturada se expulsa a la superficie a través del espacio anular entre los tubos de lixiviación interior y exterior. En el método de lixiviación inversa, el agua dulce se bombea a la parte superior de la caverna a través del espacio anular entre las tuberías de lixiviación interior y exterior. A continuación, mientras su concentración en sales aumenta durante la lixiviación, fluye hacia el fondo y se bombea a través del tubo de lixiviación interior (Ilustración 6.b). La salmuera saturada se extrae a través de la tubería de lixiviación interior (Cyran, 2020; Ozarslan, 2012; Warren, 2006).

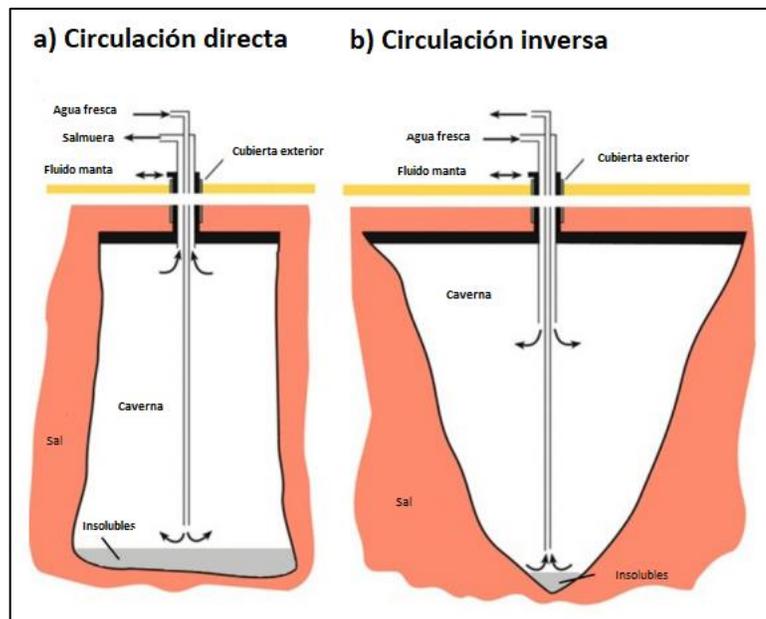


Ilustración 6: Métodos de lixiviación de cavernas de sal. Fuente: Modificado de Cyran, 2020.

Se utiliza una manta protectora para limitar la lixiviación en el techo de la caverna. La manta es una sustancia más ligera que el agua dulce o la salmuera no saturada y no disuelve la sal. Como resultado de la lixiviación inversa es probable que se forme una caverna con el techo ampliado, mientras que mediante la lixiviación directa se forman cavernas más cilíndricas (Cyran, 2020; Ozarslan, 2012). Generalmente, se aplica una combinación de ambos métodos durante el proceso. La forma de la caverna se controla cambiando la profundidad de las tuberías de lixiviación, la profundidad de la manta y la tasa y la dirección de la circulación (Cyran, 2020; Hawkes, 2011).

Una vez concretado el proceso de disolución y extraída la salmuera, el o los pozos previamente desarrollados son reconvertidos a modo de establecer una conexión controlada entre la caverna de sal y las instalaciones superficiales en el cabezal de pozo. De esta forma la instalación queda lista para ser utilizada en procesos de inyección y extracción del gas almacenado.

Para un diseño adecuado de caverna se deben considerar ciertos aspectos geológicos relacionados entre otros a la ocurrencia natural de la roca, mineralogía, propiedades físicas, mecánicas y características estructurales y estratigráficas del área de estudio. Teniendo en cuenta además que la capa o estructura salina debe poseer suficiente espesor y extensión a profundidades que solventen las especificaciones requeridas tanto para su estabilidad como para su capacidad de almacenaje en términos de volumen (C. A. Silva, 2016).

Respecto al gas base, cuando se inyecta hidrógeno a presión constante, no se necesita este elemento, debido a que el hidrógeno se inyecta con salmuera saturada, por otra parte, cuando el hidrógeno es inyectado de forma variable, el espacio que debe ocupar el gas base es entre un cuarto a un tercio de la caverna (Foh et al., 1979; Thiyagarajan et al., 2022). Los requerimientos de gas base pueden variar sustancialmente por factores propios de la zona tales como, profundidad y la capacidad requerida (Lord et al., 2014; Muhammed et al., 2022). Por ejemplo, una caverna a menor profundidad requiere de menos gas base, mientras que a mayor profundidad se requiere más gas base debido a la mayor presión general lo que se traduce en una mayor compresión (Muhammed et al., 2022).

Mantener presiones adecuadas de operación disminuyen la tasa de *Creep*. El *Creep* se refiere a una deformación por fluencia viscosa permanente en un material sometido a esfuerzos constantes. Esta se rige por los modelos viscoelásticos y viscoplásticos, en donde se evidencia una respuesta tiempo dependiente debido a los stress de cizalle que se generan dentro de la estructura cristalina (Moya, 2018). Se sabe que la sal de roca experimenta esta deformación por la carga a largo plazo producto del almacenaje subterráneo (Muhammed et al., 2022; Ramesh Kumar et al., 2021)

Existen 3 etapas del creep, llamadas: *transiente* (primaria o reducida); *estable* (secundaria o estacionaria) y *terciaria* (acelerada) (Muhammed et al., 2022; Naumenko & Altenbach, 2007) dependientes del espacio y el tiempo de confinamiento al que se someten los gases. Es por lo que se torna fundamental predecir con exactitud la evolución de la tensión resultante y deformación que sufre en el tiempo, incluso considerando su etapa de

abandono (Muhammed et al., 2022). Este parámetro debe ser definido para cada sitio en específico bajo modelos numéricos que permitan estimar la tasa de creep anual en función de determinar la estabilidad a largo plazo de la caverna.

Respecto a los ciclos de operación y las tasas de inyección y extracción, Crotofino et al. (2010) plantea que las tasas máximas aceptables se encuentran gobernadas por las tasas máximas de flujo en los pozos y la máxima tasa de reducción de presión de una caverna, la cual correspondería a 1 Mpa/día. Lo que equivaldría a la extracción de alrededor del 10 % de la capacidad de almacenaje, considerando una presión en la caverna de 20 Mpa, con un máximo de 10 ciclos de extracción anual.

En depósitos tipo domo, se prefiere una forma de caverna cilíndrica vertical con varios cientos de metros de altura y un diámetro de 50-80 m. El volumen de tales cavernas puede alcanzar de 300.000 a 700.000 m³ (Małachowska et al., 2022). En los yacimientos de sal estratificados, caracterizados por capas de sal más finas (100-300 m), el volumen de las cavernas puede maximizarse mediante una relación diámetro-altura con un valor mínimo definido de 2:1 que garantiza la estabilidad geomecánica (Małachowska et al., 2022).

Una de las incógnitas más importantes es respecto a la capacidad de sello que tendría la halita. En el trabajo de Warren (2017) se discute la habilidad de la sal como sello, distinguiendo tres zonas; eogenética; mesogenética y telogenética. La zona eogenética se extiende desde la superficie de los sedimentos depositados recientemente en donde los procesos hidrológicos genéticamente relacionados con la superficie se vuelven inefectivos. La zona mesogenética se extiende bajo la zona de mayor influencia de los procesos activos en la superficie y es considerada equivalente a la zona de enterramiento de diagénesis para la sal. Finalmente, la zona telogenética, comprende los sedimentos exhumados y erodados hasta el nivel en donde los procesos hidrogeológicos se vuelven inefectivos.

Los procesos de diagénesis de la sal de roca fueron estudiados por Casas & Lowenstein (1989). En este estudio se describieron depósitos modernos, cuaternarios y pérmicos de halita. Concluyendo una rápida pérdida de la porosidad primaria de las sales luego de los 10 metros de enterramiento. Un ejemplo expuesto en este trabajo concierne a muestras de una cuenca endorreica de tectónica extensional activa llamada Salt Lake en Saline Valley, USA. La halita presente en aquel salar adopta una textura mosaica fuertemente cementada sin porosidad visible a profundidades de 45m (Casas & Lowenstein, 1989).

Inmediatamente después de depositarse (como precipitado primario), un estrato de sal es poroso y permeable, pero la porosidad y la permeabilidad primarias se pierden rápidamente durante las primeras etapas de enterramiento. Los testigos recogidos en diversas unidades salinas de edad cuaternaria en sumideros continentales han perdido toda la porosidad y permeabilidad efectivas (Ilustración 7) a profundidades de 60 a 100 m, asumiendo que son esencialmente impermeables al entrar en el reino mesogenético (Warren, 2017).

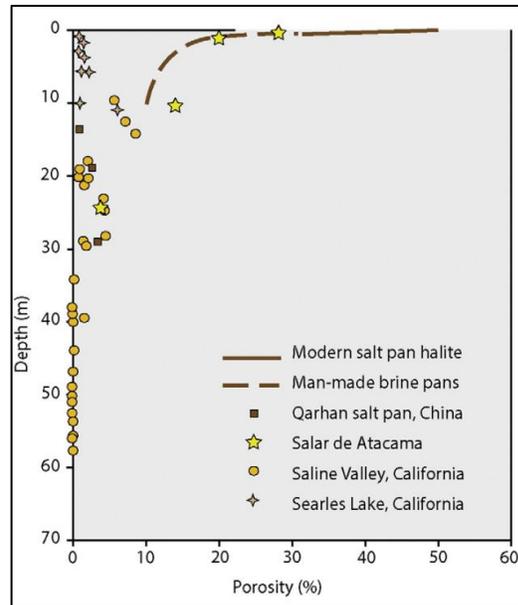


Ilustración 7: Estratos de halita que han perdido porosidad primaria efectiva en 70-100 m de enterramiento. Fuente: Extraído de Warren, 2017.

La exploración desde la geociencia abarca diferentes niveles de complejidad e inversión de recursos, dependientes a la etapa en la cual se encuentra el proyecto (Okoroafor et al., 2022). Cada escala reduce progresivamente el grado de incertidumbre, y a su vez implica un aumento en la cantidad de información disponible (Ilustración 8), tiempo y costos asociados (Bachu et al., 2007). Como se describe en Jannel y Torquet (2022) para llevar a cabo un proyecto de ASH se debe emprender un programa de exploración y evaluación geológica para obtener conocimientos suficientes y confirmar la viabilidad geológica del proyecto de ASH mediante estudios geológicos, geofísicos y sondajes. También deberán investigarse las opciones de abastecimiento de agua y de descarga de salmuera para la explotación en disolución de las cavernas.

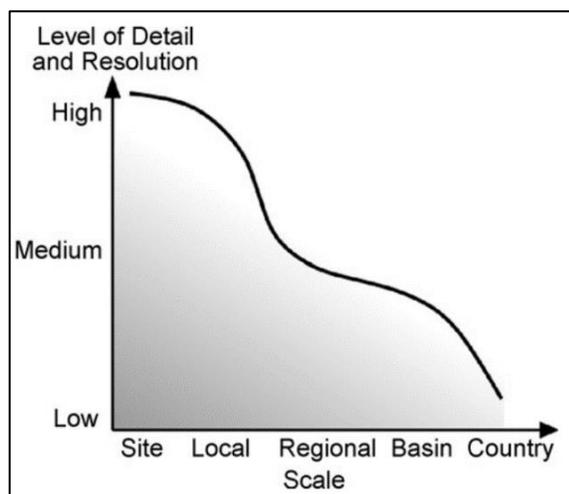


Ilustración 8: Nivel de detalle v/s escala del proyecto. Fuente: Extraído de Bachu et al., 2007.

Deberán recopilarse los datos geológicos y geofísicos disponibles junto con información regional y/o a nivel de cuenca sedimentaria, por ejemplo, mapas gravimétricos o magnéticos, mapas geológicos regionales, perfiles sísmicos existentes, datos de pozos off-set, etc.

Los datos adquiridos in situ, junto con su análisis e interpretación, con pruebas de laboratorio en muestras de núcleos ayudarán a caracterizar aún más el prospecto geológico. Realizando además un análisis exhaustivo de los datos junto con una modelización geológica con el fin de establecer la viabilidad técnica del emplazamiento para la construcción de cavernas de sal. Este análisis también proporcionará indicaciones sobre las zonas más adecuadas para la ubicación de las cavernas, así como sobre su tamaño y configuración (Jannel & Torquet, 2022).

La experiencia mundial para ASH en cavernas de sal posee ejemplos prospectivos y exitosos en distintos países (Tabla 6). De estos, aquellos que llevan mayor tiempo en operación corresponden a las cavernas desarrolladas en EE. UU. y Reino Unido con volúmenes que van desde los 70,000 a 580,000 m³ con un total de energía almacenada desde los 25 a más de 120 GWh.

Tabla 6: Proyectos de ASH en cavernas de sal en el mundo; P: prospectivo; E: exitoso. Fuente: Datos de Hematpur et al., 2023.

País	Proyecto	Volumen [*1000 m ³]	Estado
Dinamarca	GHH	66	P
Países de la UE	HyUnder	4,000	P
Francia	HyPster	484	P
Francia	TEREGA	3,300	P
Alemania	HyCAVmobil	500	E
Alemania	HYPOS	-	P
Alemania	InSpEE	-	P
Países Bajos	HyStock	66	E
Países Bajos	LSES	14,000	P
Reino Unido	Teesside	210	E
EE. UU.	Spindletop	906	E
EE. UU.	Clemens Dome	580	E
EE. UU.	Moss Bluff	566	E

2.2.2. Almacenaje en formaciones porosas

Las formaciones geológicas porosas consideradas para ser utilizadas en ASH corresponden a aquellas formaciones del tipo sedimentario, en las cuales algunas de las características como la porosidad y permeabilidad de la roca permitirían la inyección, contención y extracción del gas, limitando hacia el techo con alguna litología capaz de actuar como roca sello, evitando así, que existan filtraciones a la superficie (Scafidi, 2022). Estos medios porosos, como se adelantó, incluyen a las formaciones acuíferas del tipo confinado y a reservorios agotados de gas natural y petróleo.

2.2.2.1. Reservorios agotados de hidrocarburos [RAH]

Entre las opciones para el geo almacenaje, los depósitos agotados de hidrocarburos representan la mejor opción para almacenaje a gran escala de hidrógeno, esto debido al gran entendimiento en torno a su estructura geológica, buena compactación, menor uso de gas base (y/o aprovechamiento de gas residual como este elemento) y la preexistencia de infraestructura superficial y subsuperficial (Muhammed et al., 2023). Estas formaciones se encuentran usualmente compuestas por un reservorio, sello y acuífero (Ilustración 9).

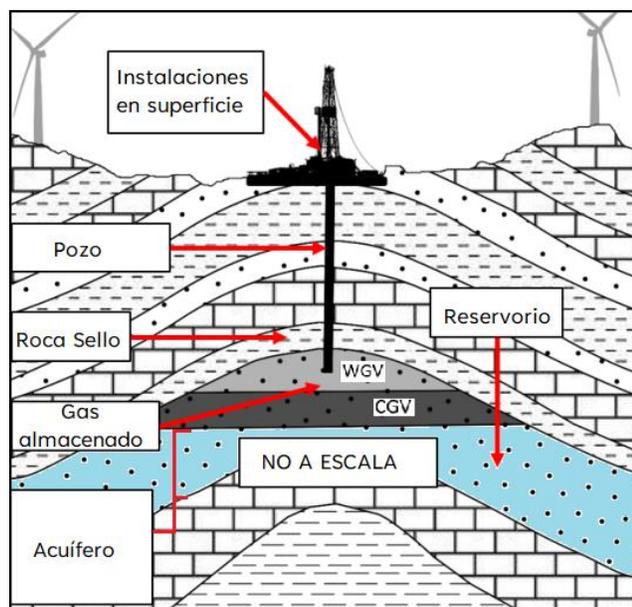


Ilustración 9: Trampa de hidrocarburos. Fuente: Modificado de Scafidi, 2022.

El elemento principal es el reservorio correspondiente a la acumulación de hidrocarburos contenidos en sedimentos o rocas con una permeabilidad lo suficientemente alta como para satisfacer las necesidades de flujo y la suficiente porosidad (acompañada de un buen volumen) para satisfacer las necesidades de almacenaje (Kruck et al., 2013).

El segundo elemento es el sello que cubre todo el yacimiento de hidrocarburos. Los sellos de los reservorios son rocas herméticas e impermeables que retienen los hidrocarburos. Usualmente se componen de lutitas o carbonatos gruesos y compactos, no fracturados o incluso capas salinas compactas (Jia et al., 2022; Kruck et al., 2013).

El último elemento del reservorio es el acuífero que puede encontrarse bajo el yacimiento. Estas aguas proveen en muchos casos las condiciones adecuadas de presión para la contención efectiva, evitando la migración de hidrocarburos a través de la roca sello (Kruck et al., 2013).

Para funcionar como un buen contenedor, el reservorio debe contar con trampas eficaces para sellar el gas, estas pueden ser estructurales, estratigráficas o una combinación de ambas (Lord et al., 2014).

Geológicamente, los reservorios han demostrado ser capaces de contener gas, ya que estos fueron capaces de atrapar los hidrocarburos que alguna vez migraron desde una roca madre. Sin embargo, hay que tener en cuenta que, en algunos yacimientos que en su momento contuvieron gas, en realidad han estado sufriendo pérdidas desde tiempos geológicos hasta el momento de su extracción. En otros casos, la pérdida de gas se produjo hasta que la presión cayó bajo la presión mínima requerida para que el gas sea capaz de desplazar el agua capilar. En estos casos, la pérdida de gases puede ocurrir una vez la presión de operación aumente bajo la inyección del elemento que se quiera almacenar (Foh et al., 1979; Lord et al., 2014).

La existencia de gas remanente se puede considerar tanto una ventaja como desventaja, el primer caso apunta a que este gas puede ser capaz de suplir la demanda de gas base, mientras que por otro lado puede tener un impacto negativo si este gas tiene la capacidad de disminuir la pureza del hidrógeno (Zivar et al., 2021).

Al momento de generar una planificación y diseño de una instalación para almacenaje subterráneo de gas o hidrógeno, es importante finalizar el proceso de extracción a

tiempo. (Tarkowski, 2019; Zivar et al., 2021). La cantidad de gas base necesario para mantener la presión del yacimiento y las tasas de extracción, es igual a la mitad del volumen del yacimiento. Tal como se dijo antes, en yacimientos abandonados suelen quedar reservas que pueden contribuir a satisfacer las necesidades de gas base. Sin embargo, en aquellos reservorios en donde esta demanda no es satisfecha por sí misma, se debe inyectar gas desde fuera (Thiyagarajan et al., 2022).

Por otra parte, los depósitos de este tipo suelen contar con las instalaciones necesarias a nivel superficial y de subsuelo, que pueden ser utilizadas para el almacenaje de hidrógeno. Su adaptación a los requerimientos del hidrógeno permite una reducción de costos de conversión. Para que un yacimiento de hidrocarburos sea reconvertido para ASH es necesario el cumplimiento de criterios geológicos con estudios y evaluación integral de los procesos de reconversión, incluidos aquellos que tienen que ver con el trabajo de perforación, instalaciones en superficie, entre otros (Tarkowski, 2019).

En la actualidad no existen proyectos operativos que almacenen hidrógeno puro en RAH. Los proyectos en etapas prospectivas que se encuentran en desarrollo se ven resumidos en la Tabla 7 y se limitan a reservorios agotados de gas natural.

Tabla 7: Proyectos de ASH en RAH en el mundo; P: prospectivo. Fuente: Datos de Hematpur et al., 2023.

País	Proyecto	Volumen [*1000m ³]	Estado
Países de la UE	HyStorIES	-	P
Alemania	HyINTEGER	-	P
Alemania y Austria	H ₂ STORE	-	P
Irlanda	Green Hydrogen @ Kinsale	990	P
Países Bajos	LSES	75,000	P
EE. UU.	SHASTA	-	P

2.2.2.2. Acuíferos

Un acuífero es una formación geológica constituido por una o más capas de roca porosa, con capacidad de contener agua y con la suficiente permeabilidad para permitir su producción para diversos fines. Los acuíferos pueden variar considerablemente en tamaño, pudiendo ser locales/puntuales (pequeña extensión) a regionales (muy extensos).

La profundidad, el espesor y las propiedades de la roca pueden variar considerablemente de un acuífero a otro (Matos et al., 2019).

En ausencia de formaciones salinas y RAH, los acuíferos son comunes en todas las cuencas sedimentarias alrededor del mundo y se presentan como una alternativa para el ASH. El almacenaje de gas en acuíferos es similar al desarrollado en yacimientos agotados de hidrocarburos, existiendo dos condiciones geológicas mínimas que deben cumplir para ser consideradas como potenciales.

- i) La roca seleccionada para la inyección de hidrógeno debe tener buenas características de reservorio;
- ii) El acuífero debe poseer una capa superior confinante que evite el escape de gases (Tarkowski, 2019).

Los costos de desarrollo de ASH en acuíferos se ven a menudo incrementados dado la falta de infraestructura superficial y subsuperficial, además de la falta de estudios e incertezas respecto a la geología del lugar, que debe ser compensada con rigurosos estudios que confirmen su inyectabilidad y capacidad de confinamiento (Ennis-King et al., 2021).

El gas inyectado en estas formaciones genera un cambio de densidades entre este y el líquido que previamente se encontraba en el acuífero, causando un aumento de la presión y en consecuencia el movimiento descendente y/o lateral que genera el espacio de almacenaje (Ilustración 10) (Muhammed et al., 2022). Como resultado de la inyección continua, se genera además una interfaz líquido-gas. Desafortunadamente esto constituiría una desventaja dado que el movimiento de esta interfaz durante los procesos de extracción proyecta una producción simultánea de gas y líquido (Muhammed et al., 2022; Pfeiffer & Bauer, 2015; Zivar et al., 2021). Es por esto por lo que se debe contemplar además un sistema de deshidratación para el gas extraído (Ennis-King et al., 2021).

El volumen de gas que podría ser capaz de almacenar un acuífero depende del volumen, la porosidad efectiva del reservorio, temperatura y presión de almacenaje (Tarkowski, 2019). Debido a que no existe gas dentro de este tipo de formaciones, la utilización de gas base es mucho mayor a la demandada por los yacimientos agotados de hidrocarburos, pudiendo alcanzar hasta un 80% del volumen del reservorio (Lord et al., 2014;

natgas, 2013). Esto es una gran proporción inicial de la capacidad total de la instalación, sin embargo, luego de varios ciclos de inyección y extracción este porcentaje se vuelve menor. Se pueden además considerar gases más económicos como nitrógeno para ser utilizados como gas base (Ennis-King et al., 2021).

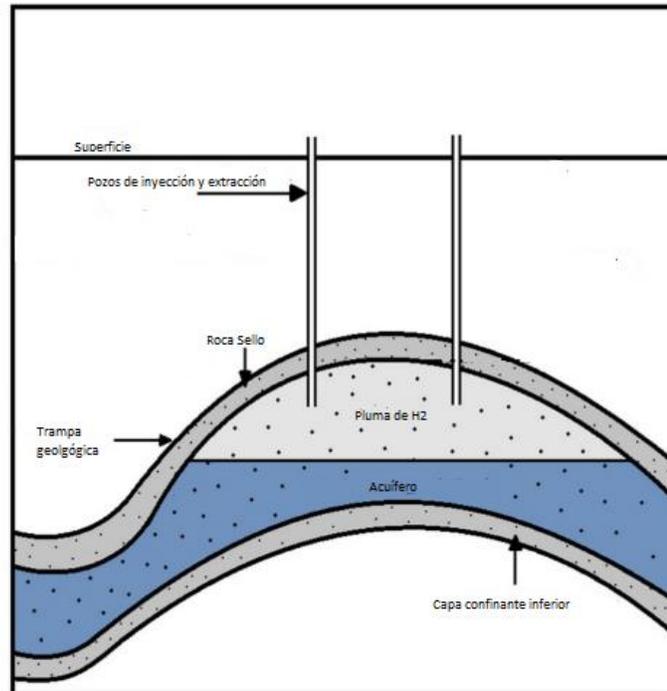


Ilustración 10: Acuífero esquemático para ASH. Modificado de Muhammed et al., (2022).

Tal como en los reservorios agotados, se esperan pérdidas de hidrógeno y gas base a través de pozos con fugas, disolución y/o difusión en aguas de formación. Además, la interfaz agua-gas puede producir una migración hacia abajo de los gases en la estructura convirtiéndolo en irrecuperable (Ennis-King et al., 2021).

Al igual que con los RAH, en sistemas acuíferos no existe experiencia respecto al almacenaje de hidrógeno puro y los proyectos que se encuentran activos o en fases prospectivos, contemplan el uso de mezclas con gas natural (Tabla 8).

Tabla 8: Proyectos de almacenaje de H_2 + Gas natural en acuíferos; P: prospectivo; E: exitoso. Fuente: Datos de Hematpur et al., 2023.

País	Proyecto	Volumen [*1000m ³]	Estado
República Checa	RWE-Haje	100000	P
República Checa	RWE-Lobodice	100000	S
Alemania	Ketzin	130000	S
Francia	Beynes	330000	S

2.2.3. Cavernas excavadas en roca

Las cavernas excavadas en roca son la más reciente de las cuatro principales tecnologías de almacenamiento subterráneo de gas. Al igual que las cavernas de sal, son estructuras artificiales formadas por cavidades creadas en rocas metamórficas o ígneas (Cihlar et al., 2021). Estas son desarrolladas utilizando técnicas de minado convencional que incluyen el hundimiento de pozos y excavación mediante voladuras o corte.

Las cavernas pueden ser además revestidas [Lined Rock Cavern: LRC] (Ilustración 11). Los materiales que han sido estudiados para el revestimiento incluyen acero, cloruro de polivinilo, polietileno, caucho butílico y resina epoxi (Ennis-King et al., 2021; Lemieux et al., 2019). Este revestimiento elimina el riesgo de impurezas permitiendo que la caverna pueda funcionar a presiones más altas que las demás estructuras. Disminuyendo a su vez la cantidad de gas base requerida y posibilitando además la ejecución de varios ciclos anuales (Cihlar et al., 2021). Cabe destacar que la función principal del revestimiento es disminuir la permeabilidad de la caverna para una correcta contención del hidrógeno, más no posee fines estructurales.

La integridad estructural de las cavernas bajo presión depende de las interacciones entre la resistencia de la roca circundante, el tamaño y la forma de la caverna, la distribución de las redes de fracturas, el campo de tensiones predominante y el posible uso de revestimientos (Cihlar et al., 2021). Los requisitos básicos de las rocas adecuadas para el emplazamiento de operaciones de ASH son una textura masiva, homogénea con mínimas debilidades estructurales o texturales primarias, baja permeabilidad y una alta estabilidad mecánica. Las rocas que podrían cumplir estos requisitos son ciertas rocas sedimentarias, carbonatos masivos, rocas cristalinas ígneas o metamórficas (ej: granito, gneis) (Kruck et al., 2013).

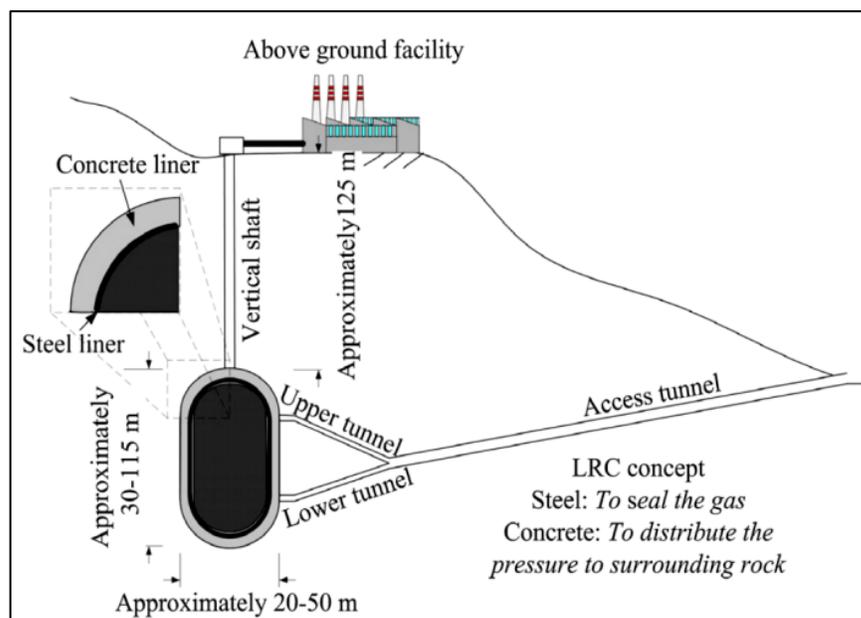


Ilustración 11: Diseño conceptual de una caverna revestida para ASH. Fuente: Extraído de Hematpur et al., 2023.

Las minas abandonadas también se han barajado como una opción potencial para el ASH, siendo uno de los principales atractivos el potencial ahorro de costes, debido a la excavación previa. El problema obvio es que el minado original no fue diseñado teniendo en cuenta criterios de estanqueidad, por lo que el proceso de selección descartaría, por ejemplo, los procesos mineros que fracturan la roca circundante, como la minería de tajo largo (Ennis-King et al., 2021), excluirían estos lugares. La complejidad de las geometrías de los túneles en muchas minas probablemente también excluiría el uso de revestimientos, por lo que probablemente sería necesaria la contención hidrodinámica (Cihlar et al., 2021; Kruck et al., 2013a).

Paras ASH, en Svartöberget en Luleå, Suecia, la caverna del proyecto Hybrit se encuentra en fase de inyección piloto con un volumen de 100 m³ de hidrógeno a 250 bar, en una caverna revestida, construida a 30 m de profundidad en litologías de anfibolita con granito rojo y pegmatitas.

Capítulo 3: Análisis y selección de metodologías

El almacenamiento de H₂ en formaciones geológicas subterráneas es un proceso potencialmente costoso que requiere de una cuidadosa valoración, toma de decisiones y evaluación. Desde los primeros niveles de exploración hasta las fases finales de implementación se requiere de gran tiempo e inversión, por lo que, si no se selecciona un emplazamiento adecuado para un proyecto de ASH, se podría desperdiciar gran parte o la totalidad de los costes asociados (Hematpur et al., 2023).

3.1. Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en cavernas de sal.

La selección de una estructura salina o una capa de sal para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno se realiza tras un análisis geológico exhaustivo del emplazamiento utilizando los métodos de la ingeniería de yacimientos. Son importantes la forma y la profundidad del cuerpo salino, el grosor, la actitud y el grado y tipo de deformación tectónica de los estratos, la composición de las sales y la susceptibilidad de las rocas salinas a la lixiviación (Tarkowski & Czapowski, 2018).

Los trabajos en cuanto a la identificación y selección de sitios con potencial de albergar una o múltiples cavernas de sal para ASH que se han desarrollado en las últimas décadas tienen como principal foco las aplicaciones de gran escala, considerando múltiples factores que abarcan desde la geología a factores socioeconómicos (Nemati et al., 2020).

A continuación se presentará un estado del arte en cuanto a los trabajos realizados por diferentes autores para identificar sitios favorables para el desarrollo de esta tecnología en base las características geológicas de cada formación, omitiendo en algunos casos la descripción de etapas posteriores a esta.

3.1.1. Estado del arte para la identificación y filtro de formaciones salinas favorables para ASH en cavernas de sal.

Iordache et al. (2014) plantea uno de los primeros trabajos en cuanto al uso de cavernas de sal para ASH. Este estudio fue desarrollado para Rumania tomando como principal directriz el desarrollo temprano de esta tecnología, discutiendo el uso de 4 sitios potenciales, identificados en base a la previa existencia de cavernas y operaciones de minado de sal en aquellos lugares. Las formaciones discutidas corresponden a los depósitos salinos del terciario los cuales se emplazan a profundidades de hasta 1000 m (Kruck et al., 2013), sin embargo no se especifican los criterios geológicos utilizados. En un trabajo posterior M. Iordache et al. (2019) se realizó un ranking de estos sitios respecto a ubicación, distancia a centros urbanos, distancia a la capital, dimensiones de las cavernas actuales, número de cavernas actuales, operabilidad, número de clientes industriales y alternativas de conexión a la red eléctrica.

Tarkowski (2017), inicia el trabajo de selección de sitios favorables para ASH en Polonia considerando estratos y domos salinos. Para esto, definió una profundidad máxima de 2000 m bajo la cual filtró las formaciones geológicas del terciario y pérmico superior que se encuentran en aquel país, realizando posteriormente un análisis de evaluación preliminar. Estableciendo la mayor favorabilidad para aquellos depósitos de mayor espesor, con menor contenido de intercalaciones de anhidrita y/o potasio, gradientes geotermales más bajos (en orden de reducir la convergencia de la sal) y estructuras simples con baja complejidad interna. El resultado de este estudio fue la definición de 4 áreas de prospección para estudios futuros. Posteriormente, Tarkowski & Czapowski (2018), condujeron una evaluación geológica en función de la utilidad de los domos de sal presentes en Polonia para ASH. La metodología empleada, a grandes rasgos, consistió en el análisis de 27 domos salinos previamente identificados los cuales fueron descritos, estableciendo sus medidas, grado de desarrollo, reservas estimadas de sal, entre otros. Finalmente se establecieron dos criterios de filtro, profundidad máxima al techo de la estructura de 1 km y que el domo no se encontrara bajo alguna operación de minado. A partir de estos criterios fueron seleccionados 7 domos los que describieron y ranquearon de forma semicuantitativa por un sistema de 1 a 5 estrellas por criterio.

Lemieux et al. (2019, 2020) condujeron estudios a través de Canadá en orden de establecer posibilidad de desarrollar ASH en cavernas de sal. Para esto, evaluaron las

formaciones salinas en cuanto a su profundidad (400-2000 m), espesor, contenido de impurezas, extensión de los depósitos y su cercanía a infraestructura. Respecto al espesor, no se especifica un mínimo, sin embargo, la formación de menor espesor que describen como favorable tiene en promedio 45 m, correspondiente a la Unidad A2 de la Formación Lower Salina. Para el contenido de impurezas se plantea una mayor favorabilidad de litologías compuestas principalmente por halita y descarte de aquellas con un gran contenido de impurezas insolubles como anhidrita o gran cantidad de intercalaciones como dolomitas, limolitas y lutitas. En cuanto a la extensión de los depósitos, no se establece un criterio de filtro, sin embargo, se propone como más favorables a aquellos sitios de gran extensión. Por último, descarta aquellas zonas con un bajo nivel de exploración o bajo desarrollo de infraestructura.

Para Omán, Al Rizeiqi et al. (2022) realiza un trabajo de identificación y análisis de las formaciones salinas en aquel país focalizándose en las estructuras tipo domo. Estas estructuras salinas fueron filtradas en torno a dos criterios básicos; la profundidad máxima del techo del domo debía situarse por sobre los 1000 m de profundidad y que la extensión inferior de la sal superase los 1000 m desde la superficie.

En Portugal, Carneiro et al. (2019) consideró para la etapa de identificación de formaciones salinas la inclusión de domos y sales estratificadas que cumplan con una composición cercana al 95 % de halita, una roca sello compuesta por anhidrita, yeso o limolita, profundidades entre los 200-2000 m y una temperatura máxima de la sal de 80 °C. Criterios que fueron aplicados en la Cuenca Lusitana.

Para las formaciones salinas existentes en Europa, en Caglayan et al. (2020), se identificaron como potenciales para el emplazamiento de cavernas de sal, aquellos depósitos estratificados y estructuras tipo domo que cumplieran con encontrarse en el rango de profundidades de 500-2000 m bajo la superficie y que tuviesen un espesor mínimo de 200 m.

En Williams et al. (2022), la etapa de identificación y selección de formaciones salinas abarca todas las formaciones de halita masiva del Pérmico y Triásico que se encuentran en Reino Unido [UK]. El descarte de sitios dentro de estas formaciones se realiza en base a las restricciones que plantean para el emplazamiento de cavernas y corresponden a un espesor mínimo de 50 m y profundidades entre los 230-2120 m (considerando que el LCC debe encontrarse a una profundidad máxima de 1800 m).

3.1.2. Sumario y análisis

Como se pudo constatar en la revisión antes expuesta, los métodos que involucran la selección de sitios para ASH, inician definiendo sitios de prospección probable utilizando como primera directriz la presencia de capas de rocas evaporíticas o estructuras compuestas por sales, en donde se identifiquen facies de halita.

Estos sitios posteriormente son filtrados y evaluados con el fin de determinar su aptitud para desarrollar operaciones de ASH. Esto se realiza bajo criterios seleccionados, los cuales varían según los intereses y finalidades de los estudios propuestos, sin embargo, el filtro inicial más común, es respecto a la profundidad máxima que pueden tener los estratos o estructuras salinas las cuales varían entre los 1800-2120 m. En el mundo, la profundidad máxima de las cavernas de sal para el almacenaje de gas natural construidas por métodos de disolución es de alrededor de 1500 m (Zhang et al., 2021), sin embargo, bajo condiciones geológicas favorables estas pueden emplazarse hasta los 2000 m de profundidad (Cyran, 2020; Warren, 2006). Más allá de los 2000 m de profundidad la sal puede deformarse debido al aumento de la presión y temperatura, incluso cuando la caverna es bien diseñada (Muhammed et al., 2022).

Respecto a la profundidad mínima como criterio de filtro, en lo que hidrógeno respecta, se tiene como antecedente la existencia de 3 cavernas para ASH en Teeside (UK) a una profundidad aproximada de 365 m, mientras que almacenaje de gas natural, la caverna de menor profundidad yace a 480m (Bethel en EE. UU.) (Zheng et al., 2020). En las metodologías revisadas, los valores de profundidad mínima varían entre los 200-500 m y son fuertemente dependientes a criterios de capacidades mínimas de almacenaje esperadas, las cuales dependen a su vez de de la presión ejercida por el gradiente litostático y la temperatura del gas en la caverna producto del gradiente geotermal.

El espesor de las formaciones es otro punto clave a considerar, en cuanto a domos salinos, este criterio no es usado como filtro. Esto se debe a que estas estructuras en general corresponden a cuerpos masivos de gran espesor. Por otra parte, para sales estratificadas, el espesor se torna un parámetro crítico. En la experiencia de ASH, la caverna de sal de menor extensión se encuentra en Teeside, con un alto de 15m y un diámetro de 70 m, mientras que las metodologías aquí revisadas consideran un espesor mínimo de 50-200 m, valor que nuevamente se ve influenciado respecto a la capacidad de almacenaje en términos de volúmenes esperados.

3.1.3. Metodología de trabajo: Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en Chile (Escala 1:1.000.000)

Puesto que no existen antecedentes en Chile respecto a operaciones de ASH ni minería por lixiviación. En concordancia con las metodologías de trabajo analizadas anteriormente y la inexistencia de restricciones en torno a los volúmenes de H₂ para almacenar. La identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en Chile se llevó a cabo de la siguiente manera.

Se utilizó como primera directriz para la identificación de formaciones, la búsqueda de antecedentes bibliográficos respecto a la existencia de estratos y estructuras salinas en profundidad donde se reconozcan facies de halita. Los sitios identificados con esta litología fueron posteriormente analizados y filtrados en torno a los siguientes criterios:

- *Profundidad máxima*: la profundidad de enterramiento máxima considerada para estratos y domos no debe superar los 2000 m.
- *Profundidad mínima*: la profundidad mínima para la identificación de sitios correspondió a 200 m.
- *Espesor*: el espesor mínimo considerado para esta primera etapa fue de 45 m.

Finalmente y luego de descartar los sitios que no cumplieren con las características definidas, se seleccionó una zona de estudio para calcular el potencial de almacenaje de la formación. La decisión se tomó de forma cualitativa en base a la disponibilidad de información de la zona de estudio, potencial de energías renovables y características de infraestructura como la disponibilidad de conexiones a la red eléctrica y/o de gas y conectividad vial, además de la posibilidad de emplazar un mayor número de cavernas.

3.2. Capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas.

Estimar la capacidad de almacenaje en una formación salina no es una tarea trivial. Como se planteó en los antecedentes, el ASH es una forma de almacenaje físico en el que el gas es comprimido bajo un rango de presiones y temperaturas que determinan la densidad que puede alcanzar el hidrógeno. El trabajo en torno a estimaciones de capacidad de almacenaje teórico a gran escala o para sitios específicos se remite a pocos ejemplos a nivel mundial. A continuación se presenta un estado del arte en torno a este tópico para posteriormente plantear la metodología a utilizar.

3.2.1. Estado del arte en métodos de estimación de capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas

Investigaciones llevadas a cabo por Lankof & Tarkowski (2020) centraron su análisis en la evaluación del potencial en cavernas de sal para sales estratificadas conduciendo un estudio hacia el cálculo de estimaciones de capacidad de almacenaje en sales estratificadas de Polonia. Un trabajo similar fue llevado a cabo por Lankof et al. (2022) en orden de estimar el potencial de almacenaje, esta vez en domos salinos del mismo país. Ambos estudios determinaron mapas de capacidad en base a supuestos derivados del análisis de otros sitios de almacenaje con condiciones geológicas similares, parámetros experimentales y el uso de geometrías 3D del subsuelo.

En Caglayan et al. (2020) se realizó la determinación del potencial técnico para el desarrollo de cavernas en Europa. Para aquello se planteó un modelo “tipo” de caverna y se determinaron las zonas disponibles en las formaciones salinas que soportasen los requerimientos geométricos y la disponibilidad de tierras mediante una metodología de elegibilidad del terreno. Por último, se estimó el potencial técnico de las cavernas de sal para el almacenamiento de hidrógeno utilizando estas ubicaciones y calculando su potencial de almacenamiento con arreglo a las consideraciones termodinámicas de cada sitio.

En Valle-Falcones et al. (2022) los autores realizaron la estimación del potencial de almacenaje de hidrógeno en el diapiro salino de Poza la Sal, España. Para aquello

consideraron la construcción teórica de una caverna y el cálculo estimativo de los volúmenes que ésta podría albergar bajo las condiciones termodinámicas propias de la estructura. Sumado a lo anterior, los autores realizaron un análisis en torno a las variables energéticas, justificando así la viabilidad de la utilización del diapiro como reservorio para suplir las necesidades energéticas de la zona.

Para Estados Unidos, en Lackey et al. (2023) se realizó una investigación sobre el potencial de ASH de hidrógeno en cavernas de sal. Para esto, realizaron estimaciones en torno a los volúmenes y su respectiva expresión en términos de energía si las instalaciones actualmente utilizadas para el almacenaje de gas natural fueran utilizadas para almacenar hidrógeno puro o mezclas de éste.

En Omán, la investigación desarrollada por Al Rizeiqi et al. (2022) realiza una estimación de la capacidad de almacenaje de hidrógeno en domos salinos reconocidos y analizados bajo la metodología de Tarkowski y Czapowski (2018). Así, para un domo seleccionado se realizó la estimación del tamaño de las estructuras salinas, la profundidad del domo, el diseño de la caverna, la colocación de una sola caverna salina y el cálculo del almacenamiento potencial de hidrógeno.

Por último, para Reino Unido, la investigación desarrollada en Williams et al. (2022) da cuenta del potencial de almacenaje en formaciones salinas de este país, a través del análisis de las formaciones existentes y emplazamiento de múltiples cavernas de diámetro y separación predefinidos, bajo una altura variable, dependiente de los espesores y profundidades de las formaciones salinas consideradas. Al igual que en la metodología desarrollada por Caglayan et al. (2020), el área utilizable para la construcción de las cavernas se vio filtrado bajo un método de elegibilidad de tierras desarrollado en SIG. El resultado fue la generación de mapas de capacidad teórica para los depósitos salinos consistente a las condiciones termodinámicas planteadas para cada caverna según los modelos 3D utilizados.

3.2.2. Sumario y análisis

Como se pudo constatar en la revisión antes expuesta, las metodologías que implican el cálculo del potencial teórico de ASH en cavernas de sal son escasas y han sido principalmente desarrolladas en Europa desde hace menos de una década. En ellas, el primer paso consiste en la identificación de los depósitos salinos, posterior a esto, el descarte de

zonas varía dependiendo del número de cavernas a plantear y las restricciones geométricas que imponen los distintos diseños de caverna, los cuales, argumentan en todos los casos, cumplir con requerimientos teóricos básicos para la estabilidad geomecánica del reservorio. En algunos casos, como Caglayan et al. (2020) y Williams et al. (2022) se aplica además el uso de criterios de elegibilidad de tierras mediante SIG para el descarte de sitios en torno a diversos tópicos como su cercanía a áreas pobladas e infraestructura.

El cálculo de la capacidad de almacenaje de las cavernas planteadas en cada estudio sigue métodos bastante similares, estas consideran como primer punto la definición del rango de presiones bajo el cual funcionarían las cavernas. Este rango es calculado respecto a la presión litostática fijando en todos los casos un ponderador de 0.8-0.3 de la presión ejercida en el LCC como máximo y mínimo respectivamente. Excepto en el trabajo desarrollado por Lankof & Tarkowski (2020) los cuales contaron con datos del gradiente de fracturación de la roca, lo que les permitió el cálculo de valores específicos a sus zonas de estudio.

Como segundo paso, se realiza en todas las metodologías un cálculo del volumen de la caverna dependiendo del diseño utilizado (capsular o cilíndrica) tomando en algunos casos, como Williams et al. (2022) la inclusión de factores de corrección a estas formas idealizadas de caverna.

Para el cálculo de la densidad del hidrógeno, a parte de la presión, es necesario conocer la temperatura del gas, cálculos que se realizan en todas las metodologías a partir de la estimación de un gradiente geotermal. Así, teniendo estos dos datos y considerando el factor de compresibilidad del hidrógeno, se estima la densidad que este alcanza en kg/m^3 para cada caverna

Finalmente a partir de los volúmenes y densidades obtenidas, se calcula en todas las metodologías la cantidad de toneladas de hidrógeno que pueden ser almacenadas, conversión a unidades de energía y en algunos casos la capacidad de suministro diario que estas tendrían.

3.2.3. Metodología de Trabajo: capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas (Escala 1:500.000)

El caso de estudio seleccionado a partir de la identificación y filtro de formaciones salinas en Chile corresponde a un depósito de sales estratificadas emplazadas a diversas profundidades, incluyendo zonas de protección ambiental, cercanía a áreas pobladas, presencia de infraestructura, entre otros. De esta manera, en consecuencia con la selección y tomando en cuenta el estado del arte en términos de metodologías de estimación de capacidad, se decidió hacer uso de un ensamble de las metodologías planteadas por Caglayan et al. (2020) y Williams et al. (2022). Adicionalmente se consideraron aspectos del análisis del entorno geológico planteados por Zheng et al. (2020), utilizado originalmente para ASG, con modificaciones respecto a la literatura en ASH y a las restricciones geométricas que plantea el modelo de cavernas impuesto por Williams et al. (2022).

3.2.3.1. Modelamiento de las cavernas

Limitaciones geométricas

Profundidad de las cavernas: la profundidad del LCC se restringió a un rango entre 250-1800 m bajo el nivel de la topografía. Este rango se encuentra dentro de los antecedentes presentados la subsección (hipertexto a metodologías de filtro). La profundidad óptima para el desarrollo de cavernas de sal de entre 1050- 1350 m de profundidad se estableció bajo los resultados obtenidos por Lankof & Tarkowski (2020), quienes teniendo en cuenta los principios de maximización de capacidad de almacenaje y disminución de la tasa de convergencia, desarrollaron modelos numéricos que sustentan este rango. Cabe destacar que estos cálculos fueron desarrollados bajo los supuestos de un límite de rango de presión operacional de las cavernas entre los 3.3-24 Mpa.

Alto de las cavernas: el alto mínimo de las cavernas utilizado por Williams et al. (2022) corresponde a 20 m, justificado en las cavernas de menor tamaño que operan en delgados estratos de halita en Estados Unidos. Respecto al alto máximo que estas pueden tener, se expone que, en principio se limita a las condiciones in-situ relativas a la presencia de grandes intercalaciones con otras litologías y/o intervalos con una gran cantidad de

insolubles. Es inmediata la conclusión de que mientras más altas las cavernas, mayor capacidad de almacenaje tendrán en términos de volumen. Sin embargo, Williams et al. (2022) concluye que las dimensiones óptimas para una caverna determinada dependerán en última instancia de una combinación específica de consideraciones geológicas, técnicas y económicas relacionadas con la aplicación deseada del almacenamiento. Para este trabajo la información es limitada, por tanto, se adoptó el valor máximo utilizado en la metodología de Williams et al. (2022) de 300 m, valor cercano a los 311 m máximos que se propone en Jannel & Torquet (2022) para la UE.

Espesor mínimo del techo y base de la sal: Williams et al. (2022) destaca que, en la práctica, el espesor necesario de la sal del techo dependerá de las propiedades específicas de la sal del emplazamiento y de los parámetros operativos necesarios, como la velocidad de ciclado de la caverna, y debiese ser determinado en cada proyecto mediante modelos geomecánicos. En tanto, para una primera aproximación, la metodología de Williams et al. (2022) argumenta valores conservativos respecto a las legislaciones de seguridad para ASG en Reino unido fijando un espesor de la sal de 10 m por sobre la caverna para la instalación del LCC y 10 m extra por sobre este hasta el techo del estrato de halita. Si bien en los antecedentes se encontraron valores para el espesor mínimo de la sal sobre la caverna de 30m (Jannel & Torquet, 2022; Małachowska et al., 2022), se optó por conservar los valores de la metodología original para mantener el arreglo geométrico. Respecto al espesor de la base, el valor considerado es de 10 m. Consistentes con lo propuesto por Williams et al. (2022) y Lankof & Tarkowski (2020) para el espesor de la sal base (de 5-10 m).

Así, los parámetros geométricos que se utilizaron para el cálculo teórico de la capacidad de almacenaje se pueden ver resumidos en la Tabla 9.

Tabla 9: Restricciones geométricas de las cavernas teóricas. Fuente: Modificado de Williams et al. 2022.

Parámetro	Valor [m]
Profundidad mínima del LCC	250
Profundidad máxima del LCC	1800
Alto mínimo de la caverna	20
Alto máximo de la caverna	300
Espesor mínimo de sal sobre la caverna	20
Espesor mínimo de sal bajo la caverna	10

Correcciones al volumen idealizado

Siguiendo la lógica de Williams et al. (2022), el volumen original, calculado como un cilindro simple fue modificado a partir de factores de corrección con el fin de obtener el volumen físico disponible. Estos factores son el resultado de la desviación de la forma idealizada de la caverna en los procesos de lixiviación, y la presencia de materiales insolubles que quedan dentro de la caverna durante su construcción (Ilustración 12).

- *Shape Correction Factor [SCF]*: este factor de corrección toma en cuenta la desviación de la forma idealizada de la caverna y la rugosidad que estas presentan, debido a la disolución imperfecta de los estratos de halita. Williams et al. (2022) adopta el valor modelado para el Preesall Underground Gas Storage Project (Mott MacDonald, 2014), aplicando un SCF uniforme de 0.7 a todas las cavernas. Este valor es utilizado al igual en Jannel & Torquet (2022). Así, para esta metodología se adoptó el mismo SCF.
- *Insoluble Fraction [IF]*: esto corresponde a la proporción de los materiales insolubles que pueden hallarse en el sitio de emplazamiento de la caverna, este valor debiese ser aplicado caso a caso basándose en mapas de contenido de insolubles y registros geofísicos de pozos. Este IF incluye las litologías distintas a halita y considera los materiales insolubles presentes en los estratos salinos. Williams et al. (2022) adopta un valor IF uniforme de 0.25, basado en la experiencia de cavernas para extracción de salmuera en Reino Unido. Para la zona de estudio seleccionada, no se encontraron antecedentes de mapas de contenido de insolubles, no obstante, Bevacqua (1992) reporta para una gran proporción de la zona de estudio, el 91 % de la longitud total de los testigos perforados (3.460 m) corresponden a cloruros, mientras que entre un 85-100 % de estos cloruros corresponden a halita, siendo la fracción restante compuesta mayoritariamente de yeso. Esta proporción indicaría una fracción insoluble de 0.23 la cual fue aplicada de manera uniforme a todo el salar.
- *Material insoluble irre recuperable [INSF]*: esta corrección es realizada debido al material insoluble que no puede ser extraído de la caverna luego de un barrido mecánico. El valor del INSF de 86.5 %, debido a la ineficiencia de este barrido fue adoptado de Williams et al. (2022)

- *Bulking Factor [BF]*: Se refiere al factor de hinchamiento del material residual producto del INFS, al igual que en Williams et al. (2022) se adoptó el valor uniforme de 1.46.

Aplicando las correcciones, el volumen disponible para almacenaje (V_{Corr}) se calcula como:

$$V_{corr} = SCF * (1 - IF * INSF * BF) * V_{Bulk}$$

De esta forma, el V_{corr} del caso base correspondería al 49 % del V_{Bulk} .

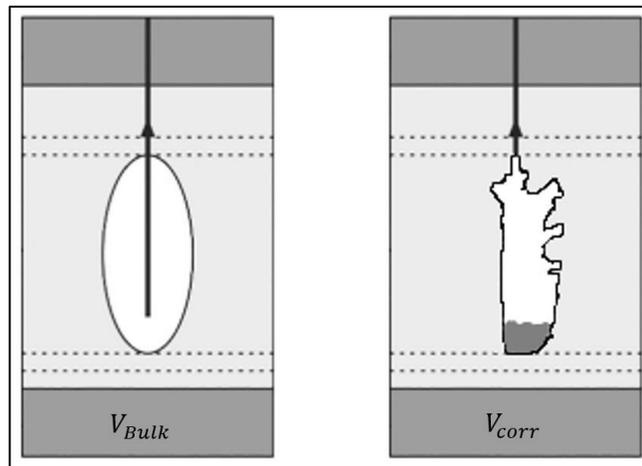


Ilustración 12: Corrección esquemática al volumen idealizado de la caverna: Fuente: Modificado de Williams et al., 2022 y Polański, 2019

3.2.3.2. Análisis preliminar del entorno geológico

Se realizó en primera instancia una síntesis de los antecedentes existentes para la formación geológica en la zona de estudio, planteando posteriormente una zonificación con tal de facilitar la comprensión de los análisis siguientes.

El análisis del entorno geológico se basó en los principios de selección de sitios para almacenaje de gas natural propuestos por Zheng et al. (2020). La utilización de estos principios en la zona de estudio seleccionada permitió la definición de las bases para la

generación de distintos ráster en Sistemas de Información Geográfica [SIG] capaces de representar las características de distribución, espesor y comportamientos de los estratos salinos en profundidad.

Estructural: La evaluación estructural tiene por objetivo confirmar la morfología de las estructuras salinas y la distribución de las fallas, caracterizar la ubicación espacial de los estratos salinos y las características de emplazamiento de las fallas, proponer zonas favorables para la construcción de las cavernas de sal y proporcionar una base científica para la selección del sitio de emplazamiento.

- Para este estudio no se consideró la ejecución de campañas en terreno para la extracción de datos, por lo tanto, para la zona de estudio se compilaron todos los antecedentes estructurales públicos disponibles. A partir de estos, se realizaron interpretaciones sobre perfiles sísmicos, se analizó la información de sondajes, mapas de espesores y se identificaron y describieron los distintos sistemas de falla que afectan el área.

Esta información fue utilizada para delimitar el área de estudio en donde se encuentran los estratos de halita y para delinear las fallas presentes en SIG.

Reconocimiento de Facies de halita: En los salares existen patrones de fraccionamiento concéntricos dependientes de la composición de las salmueras originales, siguiendo usualmente la serie de carbonatos sulfatos y cloruros (Chong, 1988).

- El reconocimiento de facies de halita en este estudio correspondió a una primera identificación y teorización de la extensión en subsuperficie de las facies de halita con el fin de configurar casos de estudio para un análisis posterior en torno al resto de los tópicos

Profundidad de enterramiento y espesor de los estratos salinos: La profundidad de enterramiento de las cavernas se encuentra restringida por los parámetros propuestos en la subsección 3.2.3.1, mientras que, bajo las restricciones geométricas propuestas en la misma subsección, se calculó que el espesor mínimo de los estratos debe ser de 50 m. Para definir la profundidad de enterramiento de los estratos salinos y su espesor, se generaron

distintos ráster con información relativa al comportamiento en profundidad de las capas de halita.

- El primer paso fue la confección del ráster representativo de la topografía de la zona, para ello se realizó un mosaico en SIG de modelos de elevación digital (DEM) ALOS PALSAR con una resolución de 12.5 metros por píxel al cual se le aplicó un fill para corregir cualquier espacio sin dato.
- Bajo los antecedentes hallados se definieron dos zonas distintas en las cuales se reconoce la presencia de estratos de halita. A partir de distintos supuestos se generaron capas ráster delimitando el techo y base relativo a la topografía de los estratos de halita.
- Para la profundidad mínima del LCC se definió además un ráster relativo a la topografía a 250m de profundidad.
- La evaluación final del espesor y profundidad de enterramiento fue llevada a cabo una vez que se dispuso la grilla de cavernas aplicando un muestreo y matemática de ráster en cada polígono

Propiedades de la sal: Para la roca sello, definida como la extensión de roca inmediatamente superior al techo de la caverna, se propone al igual que en Williams et al. (2022) la utilización del mismo estrato de halita como sello. Esta extensión de halita debe ser estable, sin capas permeables, ni presencia de acuíferos (Zheng et al., 2020). Mientras que la sal circundante a la caverna debe ser capaz de mantener la estabilidad de la caverna y correcta contención del gas.

- La evaluación de las propiedades de la sal a esta escala de trabajo se realizó en base a los antecedentes hidrogeológicos de la zona y tomando en consideración descripciones de porosidad y permeabilidad de la roca. Al no existir ensayos geotécnicos que permitan realizar análogos a las propiedades mecánicas de la sal de roca respecto a otros sitios, este punto del análisis se utilizó como una forma de compilar y discutir los antecedentes de las propiedades de la sal de la formación

3.2.3.3. Emplazamiento del campo de cavernas

Para la distribución del emplazamiento teórico de un campo de cavernas se utilizó la metodología SIG de Williams et al. (2022) la cual a su vez tuvo base en Parkes et al. (2018) para el desarrollo de la tecnología CAES. Para esto se planteó la distribución de una grilla hexagonal cerrada optimizando en un 15% la cantidad de cavernas relativo al uso de una grilla rectangular. A partir de esta grilla se extrajeron los vértices y centroides para generar polígonos circulares, cumpliendo con las siguientes condiciones.

1. Cavernas de diámetro uniforme igual a 100 m (50 m de radio);
2. Distancia entre cavernas de 150 m (3 veces el radio).

Este diámetro fue seleccionado por Williams et al. (2022) tomando en cuenta los mayores diámetros de cavernas para ASG existentes en Reino Unido.

Al igual que en Williams et al. (2022) y Caglayan et al. (2020) se propuso para este estudio, el uso de criterios para elegibilidad de tierras mediante SIG, delimitando y posteriormente generando buffer de exclusión en torno a los distintos criterios establecidos por Caglayan et al. (2020) resumidos en la Tabla 10 .

Tabla 10: Buffers de exclusión para análisis de elegibilidad de tierras. Fuente: datos de Caglayan et al. 2020.

Criterio	Buffer de Exclusión
Fallas	<200 m
Áreas Urbanas	<2500 m
Áreas Rurales	<2000 m
Áreas Protegidas	<200 m
Cuerpos de Agua	<200 m
Infraestructura (Vías Férreas, Caminos Principales, Tuberías de Gas, Líneas eléctricas, Edificios, etc.)	< 200 m

Las zonas urbanas y rurales se delimitaron caso a caso en base a la información disponible de los planes reguladores de la zona de estudio y cartografía pública digital,

realizando además un contraste con imágenes satelitales actualizadas, aplicando el buffer de exclusión correspondiente.

La red vial se delimitó en base a cartografía digital disponible en la Infraestructura de Datos Geospaciales de Chile [IDE], cartografía del Instituto Geográfico Militar [IGM] y el uso de imágenes satelitales actualizadas, aplicando el buffer de exclusión correspondiente.

Las áreas protegidas acogidas bajo el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas (SBAP) reconoce: reserva de región virgen; parque nacional reserva nacional, monumento natural, área de conservación de múltiples usos; y área de conservación de pueblos indígenas. Agregando además los bienes nacionales protegidos, los sitios Ramsar, las reservas marinas y los santuarios de la naturaleza, que deberán someterse a un proceso de homologación a las mencionadas categorías de protección (Ortiz, 2023).

En nuestro país no existen antecedentes en la legislación que determine distancias mínimas o de seguridad para instalaciones de almacenaje subterráneo en formaciones geológicas de hidrógeno u otros gases. Es más, en Chile, estos sitios pueden ser objeto de concesiones sectoriales los cuales permiten el otorgamiento de permisos para actividades productivas dentro de estas áreas bajo un plan de manejo y siempre y cuando la respectiva actividad sea compatible con los objetivos de la categoría, el objeto de protección y el referido plan de manejo del área (Ortiz, 2023). Los artículos en discusión, que permiten estas actividades se encuentran aún en disputa en el senado. Por lo tanto, para este trabajo se aplicaron las distancias buffer propuestas por Caglayan et al. (2020), evaluando las áreas protegidas caso a caso.

Los cuerpos de agua correspondieron a ríos, esteros, lagos y lagunas reconocidas en la cartografía digital disponible y en base a los antecedentes hidrológicos de cada zona, aplicando el buffer de exclusión correspondiente.

La infraestructura presente en las zonas de estudio se reconoció en base a uso de imágenes satelitales y el material cartográfico disponible para cada zona aplicando el buffer de exclusión correspondiente, esa constó principalmente en las operaciones de minado, red eléctrica, gasoductos y concesiones de exploración y explotación.

Por último, en las zonas con fallas reconocidas, las cavernas de sal debiesen ser desarrollada fuera de la zona de influencia que pueda provocar una disminución de la calidad geotécnica de la roca para ser utilizada como reservorio. La distancia mínima de las cavernas a las fallas debiese ser analizada bajo las condiciones geomecánicas específicas de cada sitio, sin embargo, a esta escala de trabajo, se puede considerar una distancia mínima segura de 200 m (Caglayan et al., 2020; Zheng et al., 2020) o 2 veces el diámetro de la caverna (Wang et al., 2015), equivalente de igual forma a 200 m según la geometría propuesta para el campo de cavernas.

3.2.3.4. Estimación de los volúmenes de H2 almacenados

La metodología de Williams et al. (2022) supone que el gas hidrógeno se enfría tras la compresión, y será inyectado a una temperatura cercana a la de la caverna. Del mismo modo, el hidrógeno se enfriará al expandirse durante la extracción y deberá calentarse antes de alimentar una turbina o un proceso químico. Así, aunque existe un aspecto térmico complejo, suponer el almacenaje a la temperatura ambiente de la caverna se considera una aproximación razonable para el cálculo de la capacidad de almacenamiento (Williams et al., 2022). Por lo tanto, para cada ubicación de la caverna, la temperatura en el punto medio de esta (T_{Mid}) viene dada por:

$$T_{Mid} = T_0 + \Delta_T * (Z_{LCC} + 0.5 * H_{Caverna})$$

En donde T_0 Corresponde a la temperatura media anual considerada 18 °C para la zona de estudio (Marazuela, 2020), Δ_T es el gradiente geotermal, Z_{LCC} es la profundidad relativa a la topografía hasta el LCC y $H_{Caverna}$ el alto de la caverna.

El gradiente geotermal para la zona de estudio se calculó a partir del flujo termal (Q) reportado por Marazuela et al. (2019) para la zona de estudio (0.08 W/m²) y la relación que este tiene con el gradiente geotermal (Δ_T) y la conductividad termal (λ) de la sal de roca, como se expresa a continuación (Beardsmore & Cooper, 2009).

$$\Delta_T = Q/\lambda$$

Al no existir antecedente sobre la conductividad termal de la halita presente en la zona de estudio y tomando en cuenta que esta posee una variabilidad respecto a las

condiciones de temperatura (Ren et al., 2022). se realizó la siguiente aproximación. Marazuela et al. (2019) reporta que la zona en donde se encontraría la halita se encuentra entre los 18-50 °C, en este rango de temperaturas la conductividad termal de la halita varía aproximadamente entre los 6,180-5,370 [W/m*K] a 20 °C y 60 °C, por lo que se optó por un valor intermedio de conductividad termal de la halita a 40 °C igual a 5,9 [W/m*K] (Beardsmore & Cooper, 2009). De esta forma Δ_T se asumió igual a 0,013 °C/m.

La presión litostática a la profundidad del LCC (P_{LCC}) es dependiente de la densidad promedio de la roca existente entre el LCC y la superficie, la cual estaría compuesta de otras litologías de sobrecarga además de halita y fue calculada como:

$$P_{LCC} = (\rho_{Overburden} * Esp_{Overburden} + \rho_{Salt} * Esp_{Salt}) * g$$

Para el yeso [CaSO₄+2H₂O], componente mayoritario de las litologías sulfatadas de la zona de estudio, se estimó una densidad de 2700 Kg*m³, mientras que para la halita se estimó una densidad de 2100 Kg*m³ a partir del sondeo de densidades del pozo toconao-1 realizado en el área de estudio (Bascuñán et al., 2021). Se reconocieron otras litologías en el área de estudio, sin embargo bajo la escala de trabajo elegida, se decidió omitirlas para el análisis.

Como se introdujo en el marco teórico, mantener presiones adecuadas durante la operación es vital para mantener la integridad estructural de la caverna. El límite superior de presión debe mantenerse en un rango menor a la presión litoestática para prevenir la apertura de fracturas y el daño de las paredes de la caverna (Williams et al., 2022). Mientras que el límite inferior se encarga de asegurar la capacidad de extracción del gas, además de prevenir la convergencia de la caverna por fenómenos de *creep*. Las metodologías analizadas coinciden para el cálculo teórico un límite de 0.8 y 0.3 veces la presión litostática en el LCC para la presión máxima y mínima respectivamente. Excepto por Lankof & Tarkowski (2020) quienes contaron con el dato de gradiente de fracturación de la roca la cual fue determinada mediante pruebas *Leak Off*. Así, para este trabajo, al igual que en Williams et al. (2022), Valle-Falcones et al. (2022) y Caglayan et al. (2020), la presión máxima y mínima de operación de las cavernas fue calculado como.

$$P_{MaxOperación} = 0.8 * P_{LCC}$$

$$P_{MinOperación} = 0.3 * P_{LCC}$$

La presión máxima y mínima de operación fueron usadas para estimar las densidades que alcanza el hidrógeno a través del uso de una librería en C++ llamada CoolProp (Bell et al., 2014) Estas densidades posteriormente fueron multiplicadas por los volúmenes corregidos de las cavernas obteniendo así la masa de hidrógeno que puede ser almacenada bajo la máxima y mínima presión:

$$m_{MaxOperación} = \rho_{H2Max} * V_{Caverna}$$

$$m_{MinOperación} = \rho_{H2Min} * V_{Caverna}$$

Donde $m_{MaxOperación}$ es la masa de hidrógeno a la máxima presión de operación, ρ_{H2Max} es la densidad del hidrógeno a la presión máxima de operación, $V_{Caverna}$ es el volumen corregido de la caverna, $m_{MinOperación}$ es la masa de hidrógeno a la mínima presión de operación y ρ_{H2Min} es la densidad del hidrógeno a la mínima presión de operación. De esta forma, el "Working Gas" en términos de kg de hidrógeno que pueden ser almacenados en la caverna es la diferencia entre los resultados anteriores:

$$m_{Working} = m_{MaxOperación} - m_{MinOperación}$$

La masa de hidrógeno a la mínima presión de operación representa la porción de gas base necesaria. La energía capaz de almacenar la caverna en términos de GWh considerando el PCI del hidrógeno (119,96 MJ*kg⁻¹) y la transformación 1GWh=3600000MJ puede ser calculada de la siguiente forma:

$$E = m_{Working} * \frac{119.96 [MJ * kg^{-1}]}{3600000}$$

A partir de lo anterior, muestreando los datos en cada área, para las cavernas modeladas, se confeccionó un mapa de capacidad en una grilla de 1 km² para toda la extensión del salar la cual representa la capacidad de todas las cavernas contenidas o intersecadas en cada cuadrícula de la grilla, eliminando aquellas que no cumplieren con las limitaciones geométricas.

3.2.3.5. Análisis de sensibilidad a variables geológicas

Adicionalmente se consideró para uno de los subcasos del cálculo de capacidad teórica de almacenaje, el análisis de la sensibilidad de la capacidad en GWh a los distintos parámetros utilizados para la estimación. Entre estos parámetros se encuentra la densidad del overburden, gradiente geotermal, contenido de insolubles, profundidad del estrato salino y el espesor del estrato. A partir del caso base y la variación (Tabla 11), se confeccionó un gráfico en términos de la variación porcentual respecto a cada parámetro.

Tabla 11: Variabilidad de parámetros utilizado en análisis de sensibilidad. Fuente Elaboración propia a partir de Williams et al., 2022.

Parámetro	Caso base	Variación
Densidad del overburden	2100 kg/m ³	+/- 200 kg/m ³
Gradiente geotermal	0.013 °C/m	+/- 0.05 °C/m
Contenido de insolubles	0.23	+/- 0.05
Profundidad de la sal	Variable	+/- 20 m
Espesor de la sal	Variable	+/- 20 m

Capítulo 4: Resultados

4.1. Identificación y filtro de formaciones salinas (Escala 1:1.000.000)

4.1.1. Identificación de formaciones

Los depósitos salinos con facies de halita que pueden ser hallados en nuestro país, limitan su presencia a la zona Norte, en donde, Chong Díaz et al. (2020) define y describe el concepto de “Dominio Salino del Norte de Chile” como el resultado de la combinación de factores geológicos, geomorfológicos, climáticos y paleo climáticos. Los cuales determinan entre los 18°-27° Sur, una amplia presencia de sales distribuidas en suelos, secuencias sedimentarias, cuencas evaporíticas, aguas y nieblas dinámicas. Dentro de estas sales se reconoce la presencia mayoritaria de cloruros, sulfatos, carbonatos, boratos y otras menos comunes en la naturaleza. Este dominio incluye la formación de los principales yacimientos minerales no-metálicos industriales de Chile (nitratos, yodo, sal y litio).

Los salares (incluidos en este dominio) corresponden a cuerpos de origen sedimentario (evaporítico-detritico) ubicados en las depresiones de cuencas endorreicas. El origen de estas cuencas puede ser tectónico controlado por sistemas de fallas, mientras que otros se forman producto de la acumulación de materiales por la actividad volcánica. En estas cuencas, bajo condiciones de hiperaridez, se produce una tasa de evaporación mayor a la de precipitaciones, propiciando la acumulación y deposición de sales (Chong Díaz et al., 2020; Véliz González, 2018).

En Chile existen más de 50 salares distribuidos en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama, de acuerdo con su ubicación geográfica Chong (1988) los clasifica de O a E en Salares de la Cordillera de la Costa, Salares de la Depresión Intermedia, Salares de la Depresión Pre-Andina y Salares Andinos (Ilustración 13). Según su morfología, se reconocen los lagos salinos, correspondientes a cuerpos de agua salino permanentes; Playas, descritas como piscinas salinas efímeras de baja profundidad (<20 cm); Costras Salinas, las cuales pueden ser divididas en activas o fósiles, las primeras se encuentran actualmente en formación y presentan espesores que rara vez superan los 50cm,

mientras que las segundas alcanzan espesores mucho mayores (de metros a decámetros) (Risacher et al., 2003)

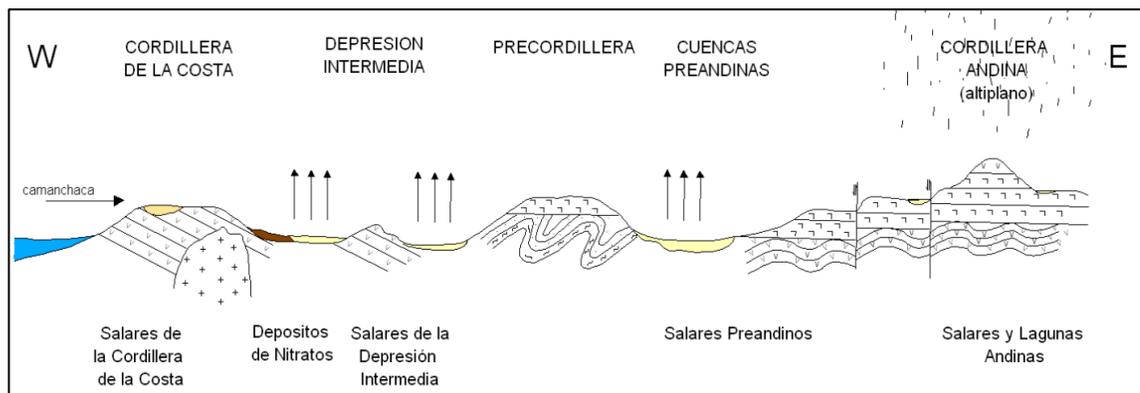


Ilustración 13: Clasificación de salares respecto a su ubicación geográfica. Fuente: Modificado de SERNA-GEOMIN, 2016.

Los Salares revisados y su ubicación se encuentran en la Ilustración 14. Esta primera identificación se realizó en base al trabajo desarrollado por C. A. Silva (2016) para la selección de formaciones salinas para la tecnología de “Almacenaje de Energía mediante Aire Comprimido” [CAES], en donde filtró los salares bajo los criterios de existencia de capas salinas en profundidad y la identificación de domos o diapiros. Así, los depósitos salinos en los que se identificó la presencia de estratos de halita o estructuras tipo diapiro/domo fueron:

Salar Grande: La identificación de este Salar se encuentra justificada en la existencia de un relleno evaporítico en superficie, compuesto principalmente por halita (99 %) de alta pureza (95 % NaCl) (Chong et al., 1999) y con espesores que alcanzan los 200 m correspondientes a la Fm. Soledad, acuñada así por el Paleo-Lago Soledad del cual se originó la formación.

Salar de Lllamará: Pueyo et al. (2001), reconoció la presencia de un estrato de Halita de alta pureza y un espesor cercano a los 100 m, asociado a la Fm. Soledad

Salar de Pedernales: El motivo de identificación de este salar es debido a la Costra Salina de Pedernales, la cual está constituida por depósitos de halita y yeso.

Salar de Punta Negra: La identificación de este salar se encuentra sustentada en la existencia de un relleno sedimentario cuaternario de alrededor de 500 m de espesor, en dónde los depósitos salinos ocupan la parte superior de la secuencia alcanzando espesores de hasta 200 m (C. A. Silva, 2016). Adicionalmente, perfiles de sismica de refracción realizados por ENAP Sipetrol S.A y reinterpretados por G. S. Silva (2019) dan cuenta de la posible existencia de diapiros salinos en profundidades considerables.

Salar de Atacama: Los depósitos del Salar de Atacama presentan una capa evaporítica con un núcleo reconocido de Halita que superarían los 1000 m de espesor (Jordan, Muñoz, et al., 2002)

Cordillera de la Sal: En la cordillera se reconoció la presencia de estructuras diapíricas provenientes de la Formación San Pedro, la cual posee en sus miembros inferiores estratos compuestos de halita (C. A. Silva, 2016).

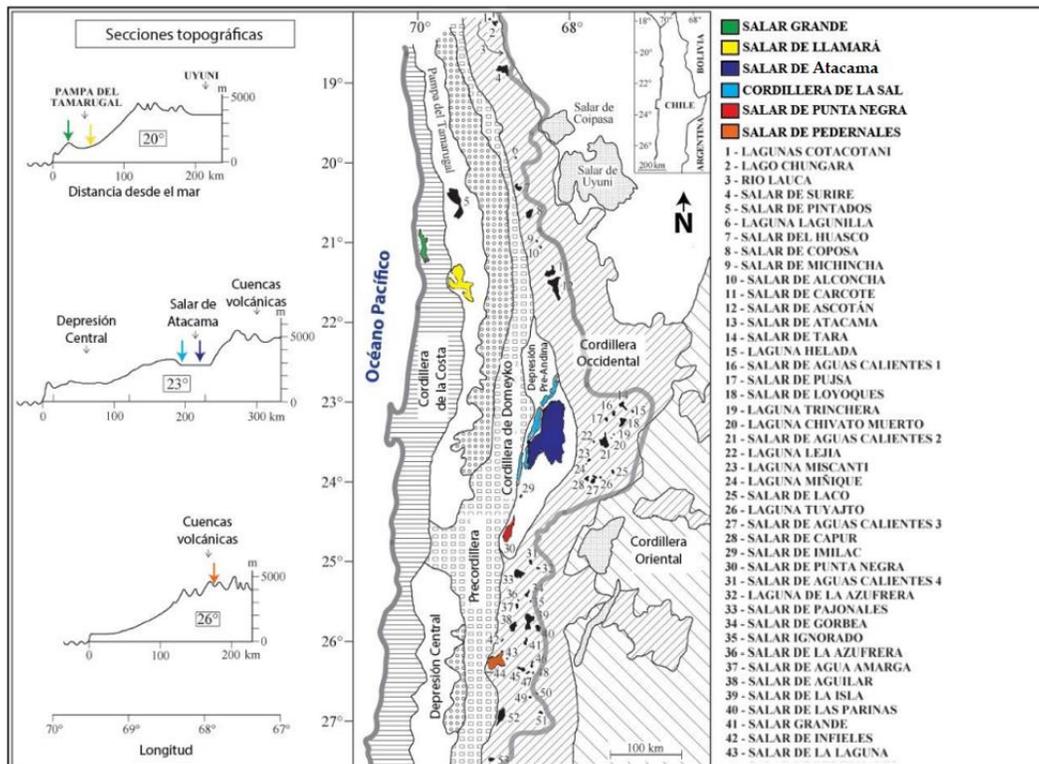


Ilustración 14: Ubicación de los salares revisados en este trabajo. Fuente: Modificado de C. A. Silva, 2016.

4.1.2. Aplicación de criterios de filtro

4.1.2.1. Salar Grande

Ubicado en la Cordillera de la Costa, en la Comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá (21°S, 70°W), el Salar Grande de orientación N-S exhibe un largo aproximado de 50 km y un ancho de entre 5-8 km hacia el sur (Ilustración 15).

Durante el Jurásico Temprano a Medio, las andesitas de la Formación La Negra fueron erupcionadas con un intervalo de depósitos calcáreos en el Pliensbachiense, y seguidas por la intrusión del Batolito Costero en el Jurásico Tardío- Cretácico Temprano. Durante el Cretácico Temprano se depositaron lechos rojos continentales. La Fm. Soledad de sal gema del Oligoceno al Pleistoceno rellenan la cuenca del Salar Grande y el aluvión se depositó desde el Mioceno al Cuaternario (Reijs & McClay, 1998).

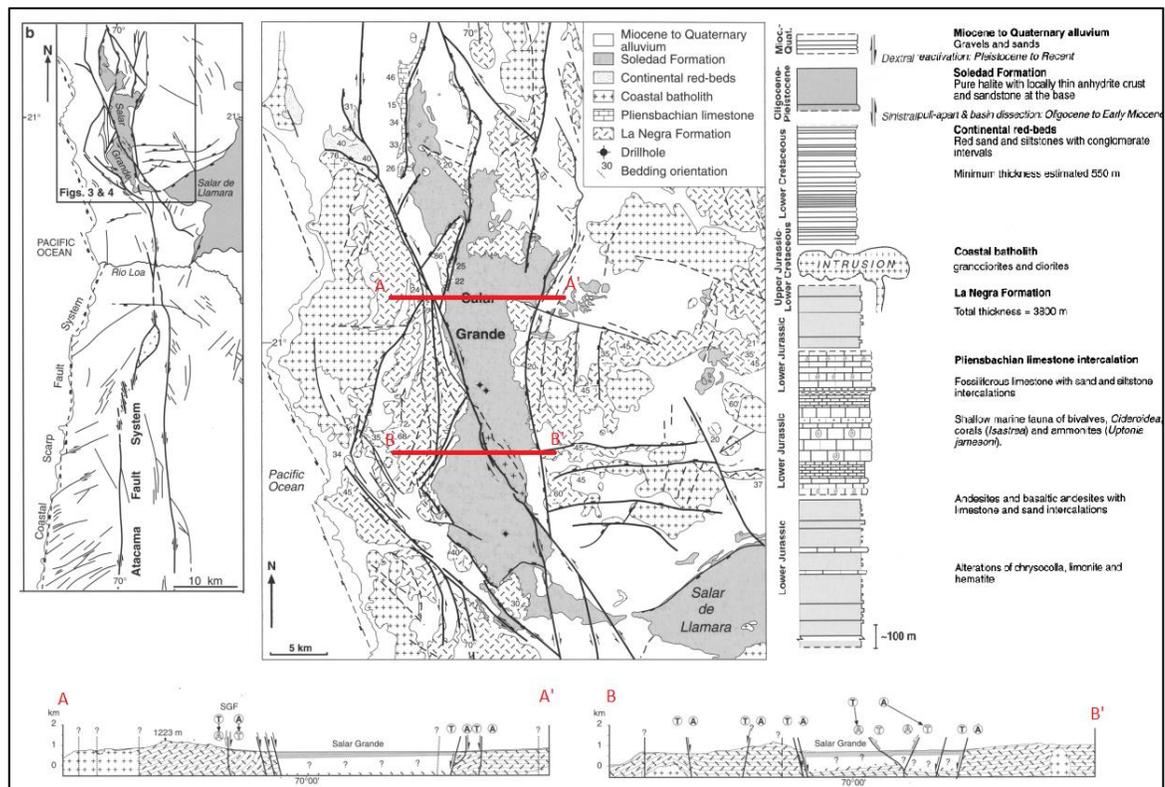


Ilustración 15: Mapa geológico del Salar Grande, ubicación y secciones geológicas. Fuente: Modificado de C. A. Silva, 2016.

La Fm. Soledad (Qs, Qy) que se encuentra en la actualidad rellenando la cuenca del Salar fue descrita en la Hoja Quillagua por Skarmeta & Marinovic (1981) haciendo referencia a los depósitos salinos y yesíferos del Salar Grande y Lllamará. Esta unidad se encuentra dispuesta concordantemente a la Fm el Loa y subyace de la misma manera a los depósitos aluviales Cuaternarios. En este documento se establece un espesor de hasta 200 m para la Formación en el Salar Grande, sin embargo, no existe un registro de pozo que lo compruebe. Tres pozos desarrollados el sector muestran que la sal gema continúa hasta al menos los 162 m de profundidad sin haber interceptado otras litologías (Reijs & McClay, 1998). La unidad Qy corresponde a una costra de yeso y anhidrita con un claro predominio de la anhidrita por sobre el yeso. La unidad Qs, identificada para este estudio, consta de un depósito de cloruro de sodio en bloques poligonales, separados por cloruro de sodio recién formado (Skarmeta & Marinovic, 1981) en dónde no se observan patrones de fraccionamiento concéntrico (Chong et al., 1999).

Así, los depósitos salinos de Salar Grande cumplirían con el criterio de espesor mínimo, no obstante, la profundidad mínima lo descalifica para consideraciones posteriores.

4.1.2.2. Salar de Lllamará: Lomas de Sal

En la cuenca Quillagua aproximadamente en los 21°20'S,69°20'W se encuentra el sector Lomas de Sal, correspondiente a un relieve de entre 30 -50 m sobre la superficie, de 20 km de largo por 7 km de ancho (C. A. Silva, 2016). Aquí Pueyo et al. (2001), reconoció la presencia de un estrato de Halita de alta pureza y un espesor cercano a los 100 m, asociado a la Fm. Soledad descrita con anterioridad para el Salar Grande sobre yaciendo por contacto erosivo a las anhidritas de Hiláricos (Ilustración 16).

Sin embargo según el reciente trabajo de Jordan et al. (2022), esta descripción parece aplicarse específicamente a los afloramientos en una cantera a lo largo de una falla en el límite norte de Lomas de Sal, en donde cristales de halita secundaria crecieron en zonas de fractura. Otras descripciones respecto a la estratigrafía de Lomas de Sal se refieren a areniscas cementadas por halita (Jensen et al., 2009; Jordan et al., 2022).

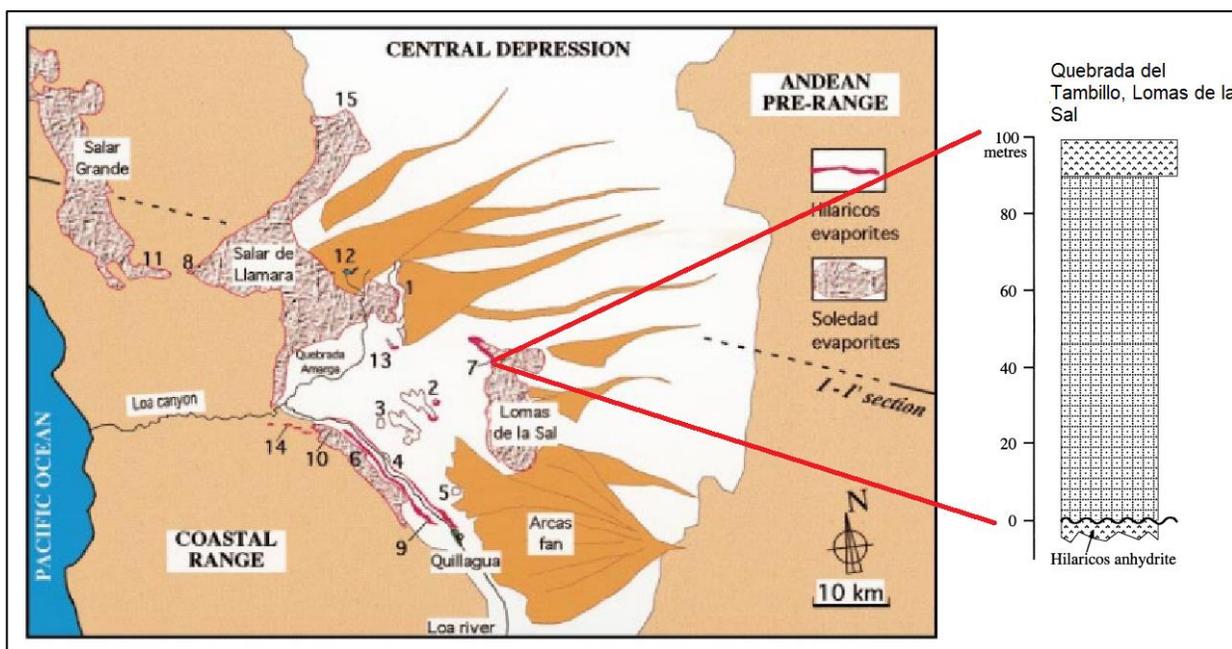


Ilustración 16: Ubicación y columna estratigráfica del Salar de Llamará. Fuente: Modificado de Pueyo et al., 2001.

En consecuencia, bajo el criterio de profundidad mínima y debido a que la composición de halita se encuentra desestimada, este salar fue descartado para consideraciones posteriores.

4.1.2.3. Salar de Punta Negra

El Salar de Punta Negra, Región de Antofagasta, se encuentra ubicado en una depresión prealtiplánica, limitando con la Cordillera de Domeyko al oeste y la Cordillera de los Andes al este ($24^{\circ}30' S$, $68^{\circ}50' W$), este salar de orientación NNE, corresponde a una cuenca endorreica de unos 77 km de largo y 30 km de ancho.

En Martínez et al. (2019, 2022) describen el registro estratigráfico de la zona, el cual se encuentra mayormente expuesto en los márgenes orientales y occidentales. El basamento está compuesto por rocas graníticas de Ordovícico y Pérmico expuestas a lo largo de bloques con orientación NNE y NW en la cordillera de Domeyko oriental y la Sierra de Almeyda.

El registro superior abarca dos unidades, la primera unidad (Cretácico tardío- Paleoceno) corresponde a una unidad basal compuesta de 800 m aproximadamente de rocas volcánicas y sedimentarias que incluyen conglomerados rojos polimícticos, brechas sedimentarias, areniscas y lutitas. La base ha sido identificada como Fm. Pajonales, mientras que los conglomerados y areniscas corresponderían a la Fm. Naranjo. La segunda unidad (Paleógeno Tardío- Neógeno) se subdivide en las rocas del Oligoceno Tardío- Mioceno Temprano conformado por conglomerados marrones, areniscas y tufitas definidas como la Fm. Pampa de Mulas. Sobre la cual yacen las areniscas gravas e ignimbritas no consolidadas del Mioceno Tardío - Pleistoceno.

La parte final del registro corresponde a los depósitos recientes de Yeso y flujos volcánicos (Ilustración 17)

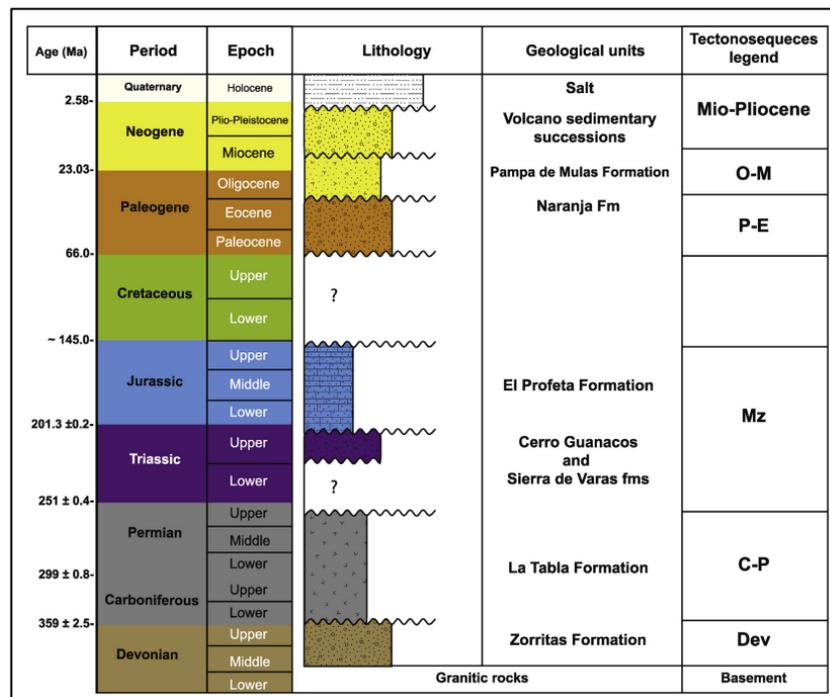


Ilustración 17: Estratigrafía de la cuenca del Salar de Punta Negra, Fuente: Martínez et al., 2022.

Específicamente en la parte superior del registro, datos provistos por ENAP para el trabajo de C. A. Silva (2016), describen la presencia de una secuencia de depósitos evaporíticos en los primeros 200 m del salar. En este trabajo no se especifica la composición de las evaporitas, sin embargo, Chong et al. (2000) describe la existencia de un núcleo compuesto de halita.

Los depósitos salinos superficiales del Salar de Punta Negra no son aptos para la creación de una caverna de sal dada su baja profundidad. No obstante existen tres investigaciones recientes las cuales reinterpretraron perfiles sísmicos realizados en la década de 1980 por ENAP Sipetrol S.A, la ubicación del perfil sísmico en discusión, corresponde a la línea MX02 (Ilustración 18).

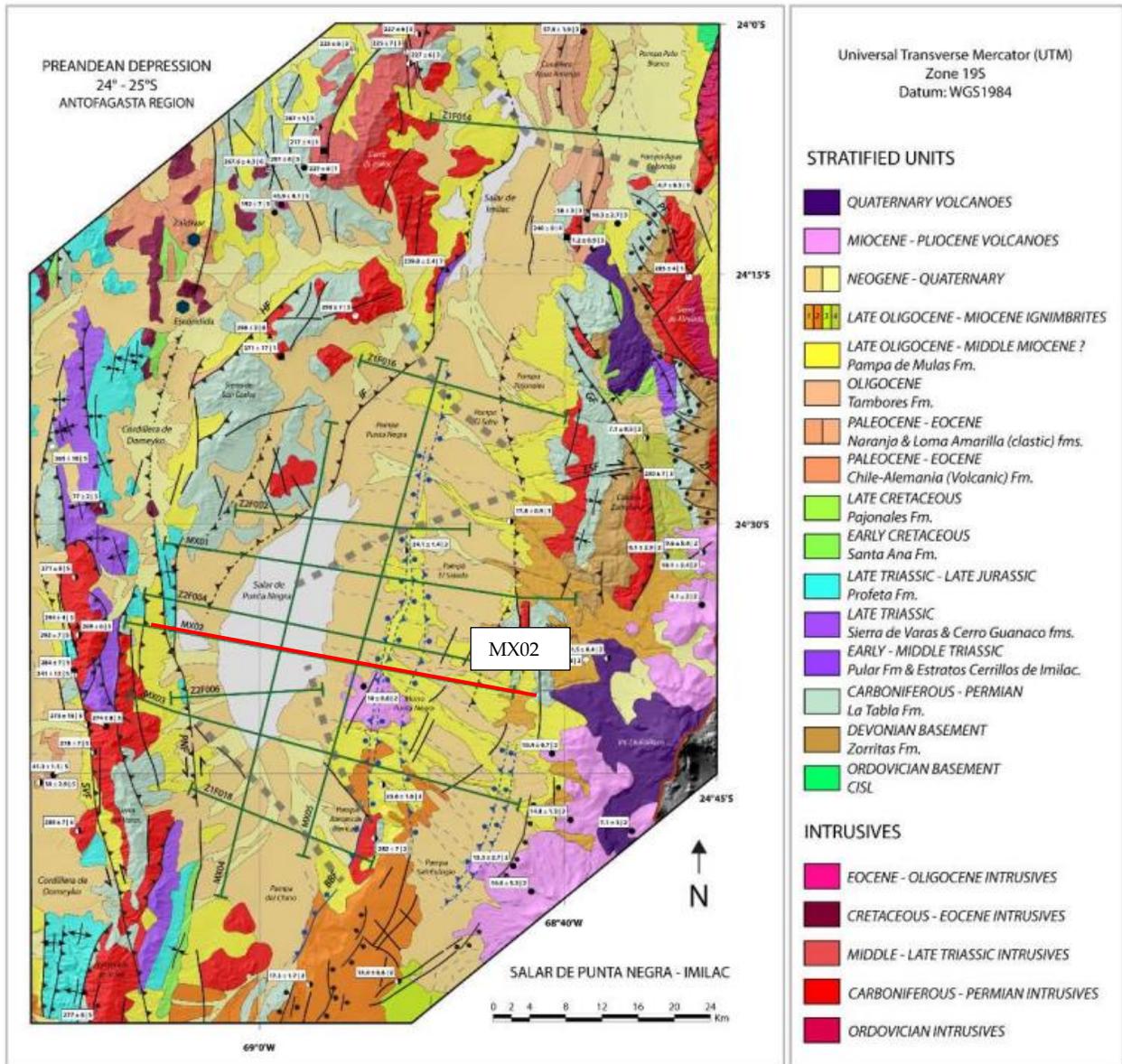
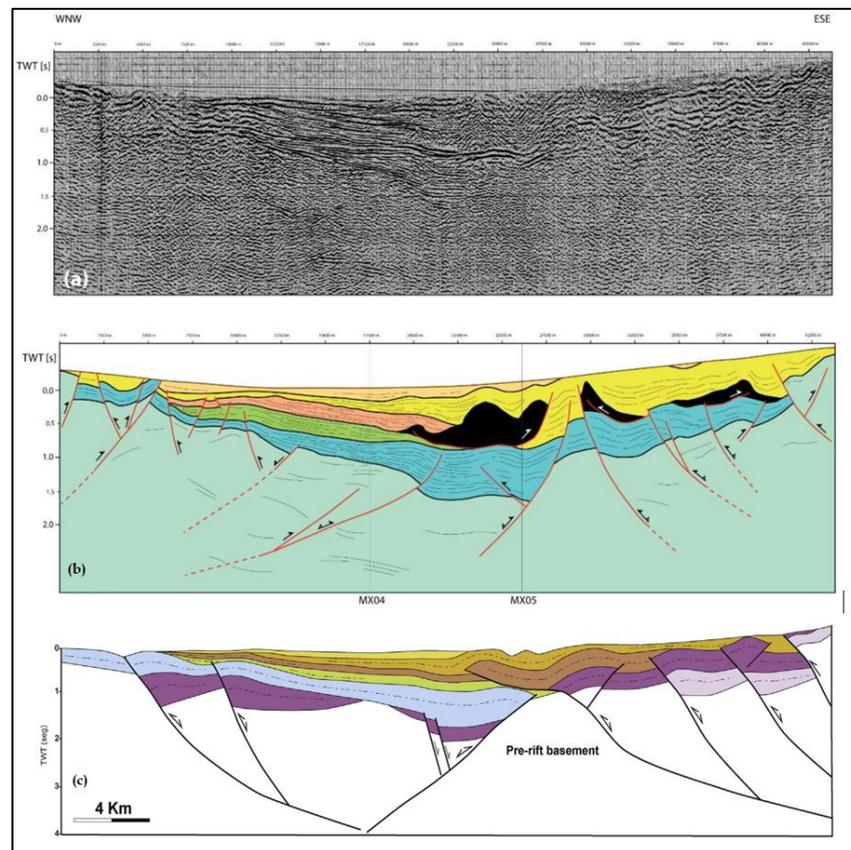


Ilustración 18: Mapa geológico salar de punta negra (en rojo línea sísmica MX002 en discusión) Fuente: Modificado de G. S. Silva, 2019.

El perfil MX002 (Ilustración 19.a), fue interpretado por G. S. Silva (2019) reconociendo la presencia de una geometría particular de aparición de pliegues simétricos sobre niveles de desprendimiento situados en la base de estas secuencias, las cuales delimitó en color negro (Ilustración 19.b). De acuerdo con el patrón sísmico y sus características geométricas, estos rasgos se interpretaron como diapiros de núcleo salino. Por otro parte, en el trabajo de Martínez et al. (2019), interpretaron el perfil sísmico MX02 sin reconocer estas estructuras (Ilustración 19.c) como también ocurre en (Martinez et al., 2021) .

De ser confirmada la estructura, podría considerarse dentro de la selección de sitios con potencial de almacenaje, dado que se encontraría aproximadamente entre los 500 m y 2000 m de profundidad, sin embargo, en base a la escasa información y a la cantidad de trabajos que no reconocen la existencia de esta estructura, se decidió para este estudio no considerar esta área, siendo así descartado el Salar de Punta Negra para consideraciones posteriores.



4.1.2.4. Salar de Pedernales

El Salar de pedernales (Ilustración 20) se ubica en su cuenca homónima en la III Región (26°S,69°W), comprende un área aproximada de 386km², este se encuentra limitando en sus partes norte y este, por lavas y flujos del volcanismo Cenozoico Superior. Los límites oeste y sur corresponden a rocas sedimentarias marinas de las Fm. Asientos y Pedernales, y a rocas sedimentarias continentales cretácicas de la Fm Agua Helada (Álvarez, 1984).

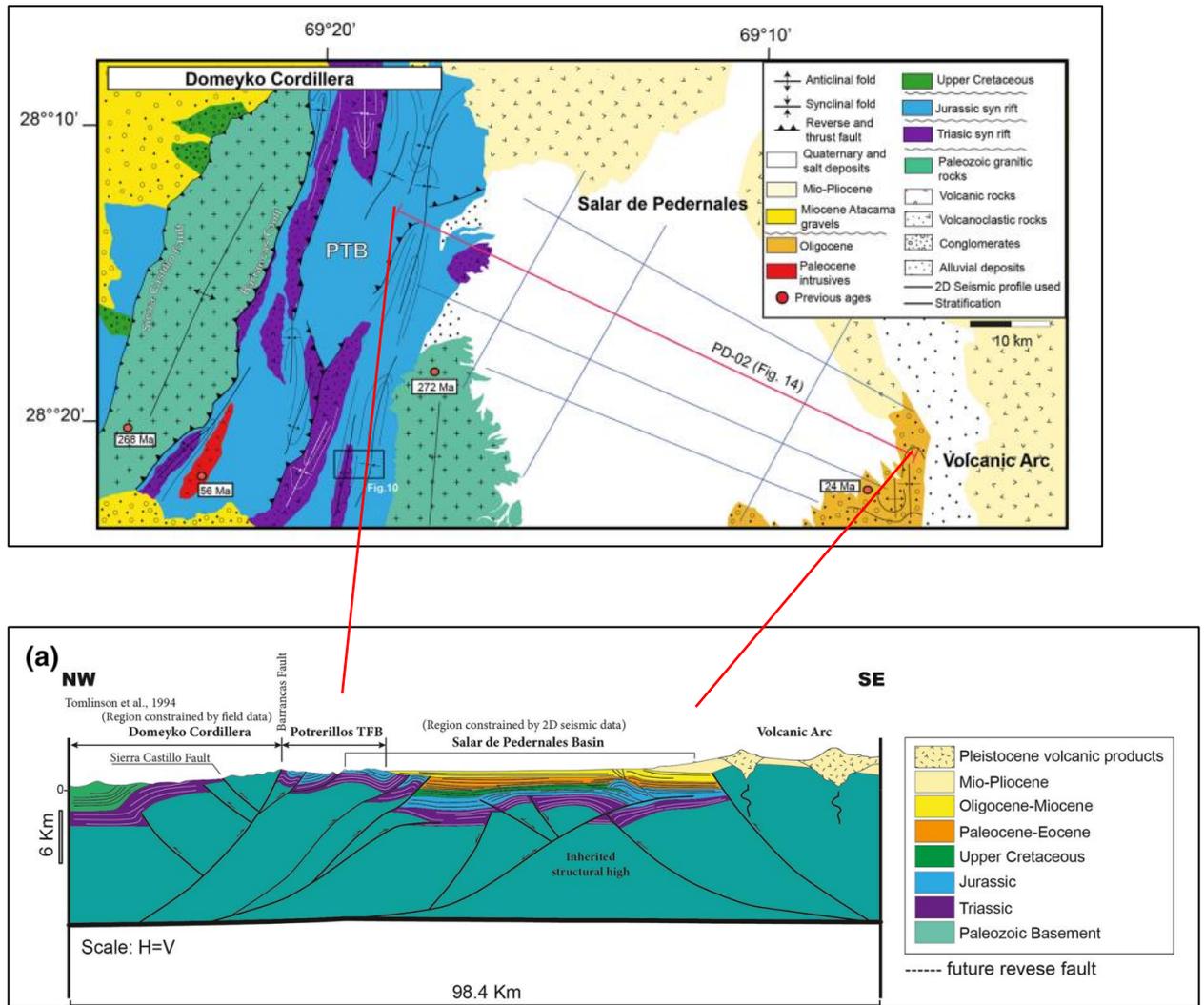


Ilustración 20: Arriba: Mapa geológico Salar de Pedernales; abajo: interpretación de perfil sísmico por Martínez et al., 2021 Fuente: Modificado de Martínez et al., 2021.

El salar está constituido por dos unidades mayores:

- Llano de pedernales; Posee una superficie de 143 km², y se ubica en la parte sur de la depresión, está constituido por rellenos de arena y grava no consolidados, con intercalaciones tobáceas;
- Costra salina del Salar de Pedernales; Está constituida por depósitos de halita y yeso indiferenciados. Sondajes en la parte central de la costra salina, muestran que la costra está dividida en dos horizontes principales de 50 y 67 m de espesor, respectivamente, estos se encontrarían separados por un horizonte de halita yeso y arcilla de 34m de espesor. Bajo esta costra salina se encuentra una unidad sedimentaria semiconsolidada de arenas, gravas, conglomerados y niveles arcillosos, cuyo espesor es superior a 176 m (Álvarez, 1984).

Así, bajo el criterio de profundidad mínima, los estratos de halita del Salar de Pedernales no son aptos para ASH.

4.1.2.5. Salar de Atacama

El Salar de Atacama, ubicado en su cuenca homónima en la Región de Antofagasta, entre los 33°-23°S corresponde a un salar Pre-Andino de alrededor de 3000 km² (Ilustración 21). La cuenca contiene cerca de 8 km de estratos desde el Cretácico al Holoceno (Pananont et al., 2004). Mientras que el Salar se estima ha acumulado un estimado de 3000 km³ de halita en los al menos últimos 5 millones de años (Jordan, Godfrey, et al., 2002). En (Jordan et al., 2007; Jordan, Muñoz, et al., 2002) los autores realizan un mapeo de la base de la unidad de halita a través del salar, apoyados en la grilla de dato sísmicos provistos por ENAP y la estratigrafía del Pozo Toconao-1, el cual presenta alrededor de 980 m de depósitos evaporíticos compuestos principalmente de halita.

La profundidad de la base de esta unidad varía desde menos de 400 m en el extremo suroeste, hasta más de 1800 m en el extremo norte (Jordan et al., 2007). Pananont et al. (2004) y Jordan et al. (2007) se refieren estas capas evaporíticas como “Unidad de Halita” mientras que Pimentel (1976) las nombra Formación Salar de Atacama, lo que incluye todos los depósitos evaporíticos superiores que rellenan la cuenca.

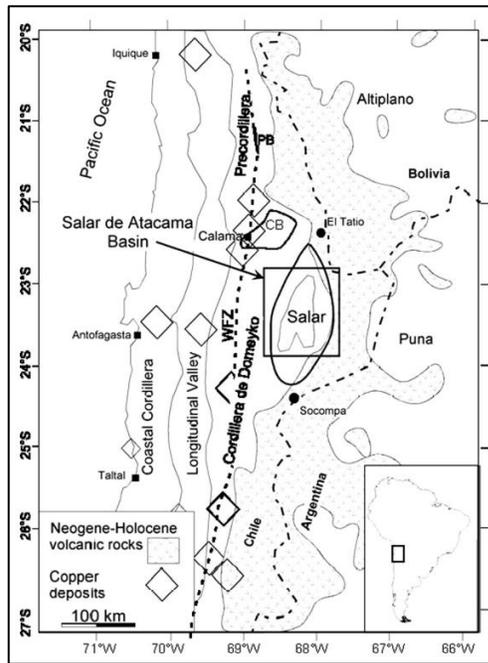


Ilustración 21: Ubicación del Salar de Atacama. Fuente: Extraído de Jordan, Godfrey, et al., 2002.

Por lo tanto, bajo los antecedentes hallados, los depósitos de Salar de Atacama presentan condiciones favorables para el desarrollo de ASH.

4.1.2.6. Cordillera de la Sal [CdIS]

También ubicada en la Cuenca del Salar de Atacama, la Cordillera de la Sal corresponde a un cinturón plegado de tendencia SSW-NNE de 5-10 km de ancho, que atraviesa el Salar de Llano de la Paciencia y el Salar de Atacama (Ilustración 22). En promedio, la Cordillera de la Sal se eleva sólo 200 m por encima del nivel de las playas circundantes y estaría constituida principalmente de capas rojas y evaporitas de la Fm. San Pedro, del Oligoceno- Mioceno (Wilkes & Gorier, 1990) .

El levantamiento de la Cordillera de la Sal implicó compresión y deslizamiento de rumbo siniestral en su dominio sur, en combinación con diapirismo salino en su dominio norte, esta transición está relacionada con un cambio en la profundidad del nivel de detachment de 4000 a 6000 m de sur a norte, el que se encuentra principalmente asociado con los miembros evaporíticos inferiores de la Formación San Pedro (Rubilar et al., 2015).

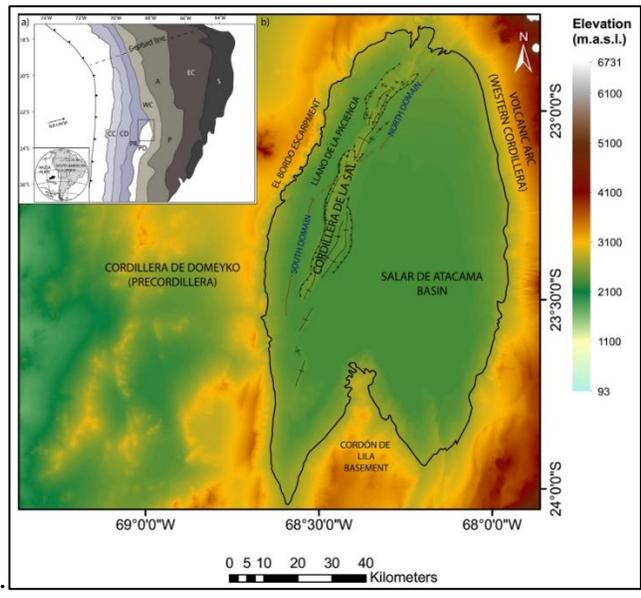


Ilustración 22: Ubicación de Cordillera de la Sal. Fuente: Extraído de J. Rubilar et al., 2018

Trabajos de (Rubilar et al. (2015, 2018) confirman este tipo de estructuras en cordillera de la sal mediante la interpretación de perfiles sísmicos, no obstante no existe un análisis detallado de las geometrías ni se especifican profundidades. Mientras que en C. A. Silva (2016) se expone una sección geológica de Dingman (1963) en donde se interpretan profundidades desde los 0 m a más de 1000 m de profundidad para dos de estas estructuras (Ilustración 23).

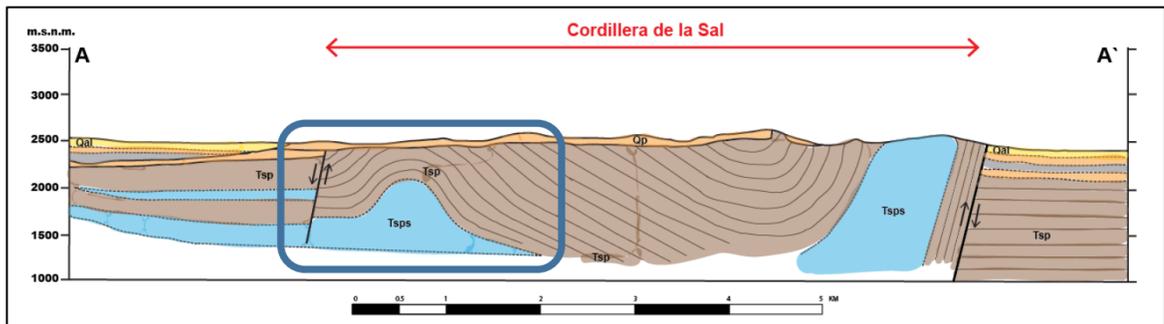


Ilustración 23: Sección geológica en Cordillera de la Sal. Fuente: Extraído de C. A. Silva, 2016.

De esta manera, en CdIS se encuentran estructuras de diapiro salino a profundidades y espesores aptos para ASH.

4.1.3. Sumario y selección del caso de estudio

En resumen (Tabla 12), de las formaciones identificadas en esta subsección, la mayor parte fueron descartadas bajo el criterio de profundidad mínima de los estratos. De esta forma, el Salar de Atacama y la Cordillera de la Sal son las únicas ubicaciones que poseen estratos y estructuras de halita que cumplen a priori con la profundidad de enterramiento para el desarrollo de cavernas de sal para ASH.

Tanto la Cordillera de la Sal como el Salar de Atacama se encuentran en la Cuenca del Salar de Atacama, por lo que las condiciones de infraestructura y potencial renovable son muy similares. Por tanto, se decidió realizar el cálculo de capacidad de almacenaje teórico en el Salar de Atacama debido a la mayor extensión que teóricamente tienen los depósitos de Fm. Salar de Atacama y la posibilidad de plantear un campo de cavernas que abarquen una mayor capacidad de almacenaje, además de la mayor disponibilidad de información respecto a la geometría de los depósitos salinos.

Tabla 12: Resumen de formaciones identificadas (en rojo: descartadas; en verde: seleccionadas). Fuente: Elaboración propia.

Ubicación/Depósito Salino	Tipo de Depósito	Profundidad [m]	Espesor [m]
Salar Grande / Fm. Soledad	Sales Estratificadas	0 - 200	200
Salar de Lllamará/ Fm. Soledad	Sales Estratificadas	0 - 100	100
Salar de Punta Negra / Depósitos del Salar de Punta Negra	Sales Estratificadas	0 - 200	200
Salar de Pedernales / Costra Salina del Salar de Pedernales	Sales Estratificadas	0 - 150	50 - 67
Salar de Atacama / Fm. Salar de Atacama	Sales Estratificadas	0 - 1800	(+)400
Cordillera de la Sal / Fm. San Pedro	Diapiros Salinos	0 - (+)1000	(+) 200

4.2. Capacidad de Almacenaje de Hidrógeno del Salar de Atacama (1:500.000)

La Cuenca del Salar de Atacama (Ilustración 24), ubicada en el Norte de Chile entre los 23°-24°S corresponde a una cuenca compresiva de antearco con orientación NNE de 120 km de largo y 60-90 km de ancho. Hacia el este se encuentra limitando con la Cordillera Occidental y una cadena de volcanes Cuaternarios (Muñoz et al., 2002). Mientras que por el margen Occidental su límite es con la Cordillera de Domeyko, la cual expone rocas del Paleozoico y Mesozoico (Jordan, Muñoz, et al., 2002). Al sur de la cuenca se encuentra el Cordón de Lila, compuesto de rocas ígneas y sedimentarias de edad Ordovícico a Carbonífero y al norte de la cuenca se observa la presencia de sucesiones volcánicas y sedimentarias de edad Pérmico superior al Triásico medio agrupadas como Fm, Tuina (Rubilar et al., 2015).

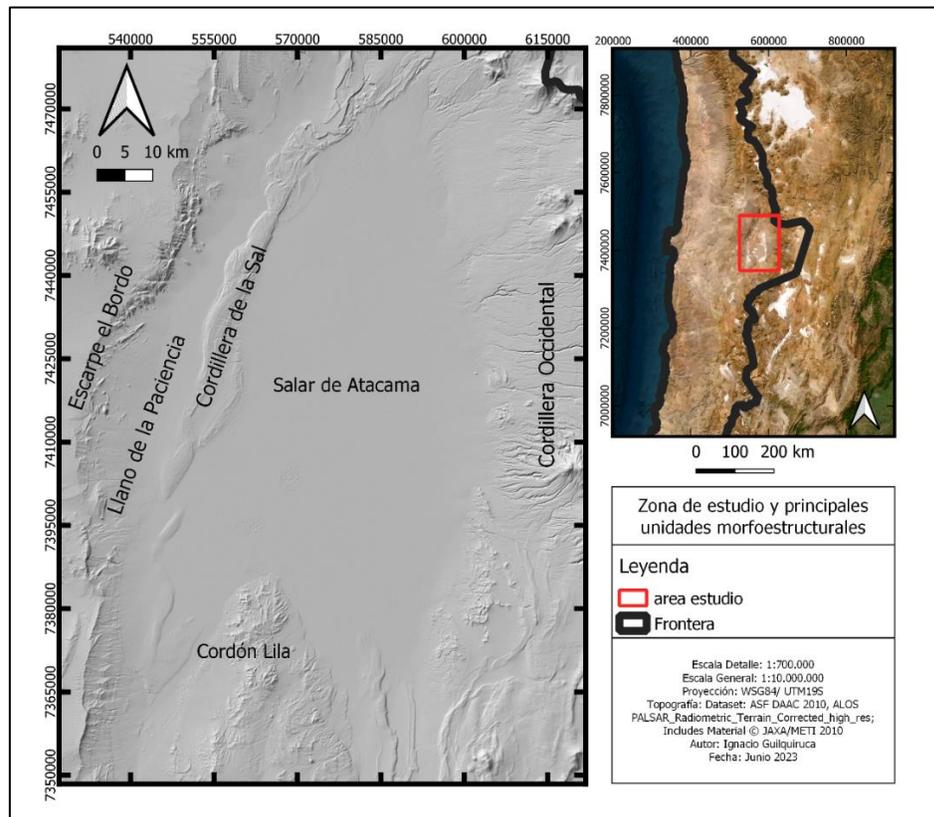


Ilustración 24: Área de estudio y principales unidades morfoestructurales. Fuente: Elaboración propia.

Esta cuenca se encuentra a una altitud mínima de 2.300 m.s.n.m. y puede ser dividida en 4 unidades morfoestructurales mayores: Escarpe El Bordo, el cual representa el límite estructural entre la Cordillera de Domeyko y la sección occidental de la cuenca (Rubilar et al., 2017); el Llano de la Paciencia, una gran depresión intramontaña; la Cordillera de la Sal, una estrecha cordillera salina de 100 km de longitud con orientación NNE-SSO que se eleva aproximadamente 200 m sobre la cuenca (López et al., 2020) y finalmente el actual Salar de Atacama, zona seleccionada para una primera estimación de la capacidad de almacenaje de hidrógeno.

Registro Estratigráfico

El relleno de la cuenca está formado por más de 7500 m de sucesiones siliciclasticas, evaporitas, ignimbritas, tobas y rocas carbonatadas de edad Cretácica a reciente, las que se encuentran yaciendo sobre las rocas de basamento Paleozoico y Mesozoico en una baja a moderada discordancia angular (Muñoz et al., 2002). El registro estratigráfico de la zona (Ilustración 25) ha sido ampliamente estudiado en afloramientos existentes en los alrededores de la cuenca. Las rocas más antiguas expuestas en esta región consisten en rocas volcanoclásticas de Pérmico Superior-Triásico expuestas al noroeste del Sinclinal Barros Arana y al sureste de la Cuenca (López et al., 2020). Las rocas de Triásico Medio a Superior se encuentran expuestas a lo largo del Escarpe El Bordo y Cerro Quimal consistentes en lavas andesíticas, brechas y areniscas definidas como Estratos El Bordo (López et al., 2020).

El registro Mesozoico es seguido por aproximadamente 4000 m de sucesiones continentales del Cretácico Superior al Paleoceno expuestas al este del escarpe de El Bordo y a lo largo del sinclinal de Barros Arana en el flanco noroeste de la cuenca. Consisten en una gruesa sucesión volcánica y sedimentaria continental compuesta por conglomerados, areniscas laminadas, capas de yeso, fangolitas y andesitas, que forman parte del Grupo Purilactis compuesto por las formaciones Tonel, Purilactis, Barros Arana y Cerro Totola (Martínez et al., 2018). El Grupo Purilactis está cubierto inconformemente por casi 1900 m de rocas sedimentarias plegadas del Paleoceno y Eoceno, compuestas predominantemente de areniscas estratificadas anaranjadas y yeso conocidas como Formación Naranja y sucesiones volcánicas (tobas) y sedimentarias (conglomerados) denominada Formación Loma Amarilla (Martínez et al., 2018).

Al este, en el núcleo de la Cordillera de la Sal, afloran unos 3000 m de capas estratificadas continentales plegadas del Oligoceno-Mioceno superior compuestas por arcillolitas yesíferas rojizas, areniscas grises y rojas, conglomerados grises, sal y yeso asignados a la Fm. San Pedro. Esta última está recubierta localmente por calizas y areniscas calcáreas de 80 m de espesor correspondientes a la Fm. Vilama del Mioceno superior-Plioceno (López et al., 2020). Los depósitos más recientes están representados por secuencias ignimbríticas relacionadas con el volcanismo del Mioceno superior a reciente. Estos depósitos volcánicos se conocen comúnmente como Complejo Volcánico Altiplano-Puna (López et al., 2020; Martínez et al., 2018).

A fines del Plioceno hasta la actualidad se depositó además la Formación Salar de Atacama correspondiente a los depósitos evaporíticos del actual Salar de Atacama, alcanzando potencias de hasta 1500 m en el centro del Salar (Jordan, Muñoz, et al., 2002; Pimentel, 1976).

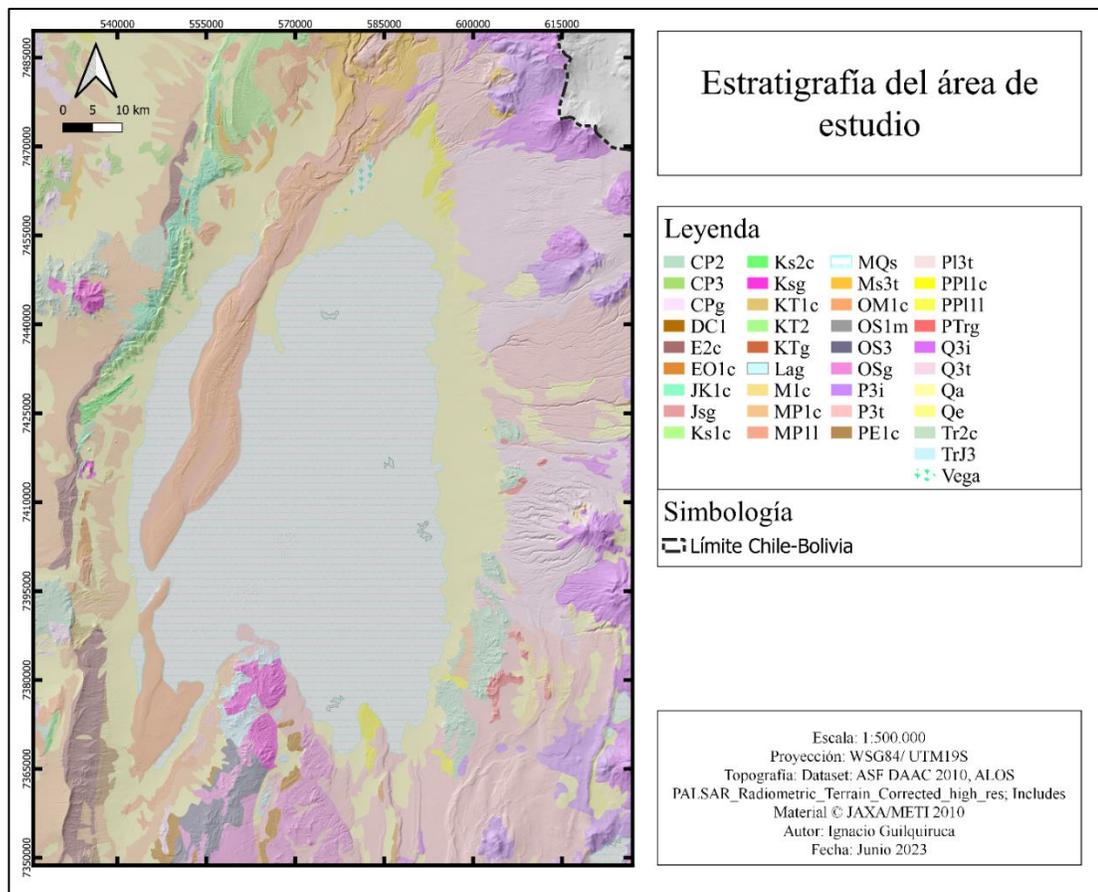


Ilustración 25: Geología del área de estudio. Fuente: Elaboración propia a partir de Sernageomin, 2013.

4.2.1. Análisis preliminar del entorno geológico: Formación Salar de Atacama [Fm. SdA.]

4.2.1.1. Formación Salar de Atacama (Antecedentes)

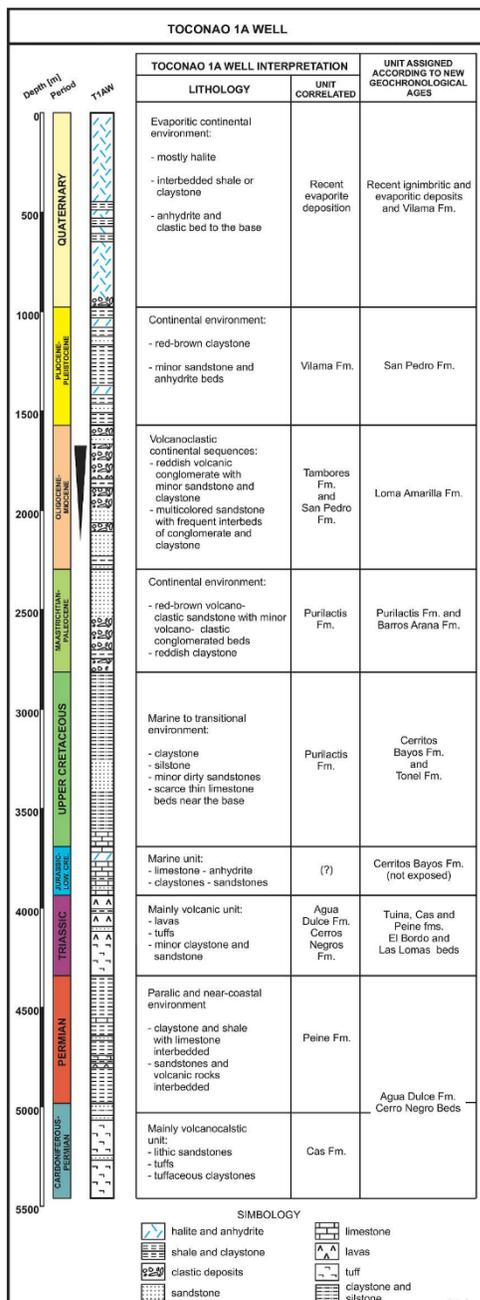


Ilustración 26: Columna estratigráfica representativa del pozo Toconao-1.

Fuente: López et al., 2020

Esta formación, correspondiente a los depósitos evaporíticos superiores de la Cuenca del Salar de Atacama, está conformada por una secuencia de capas salinas con composiciones de cloruros sulfatos, carbonatos e intercalaciones de diversos depósitos de origen volcánico y sedimentario que abarcan alrededor de 3000 km².

El sondaje de mayor profundidad realizado y el único que logra interceptar la base de la formación, corresponde al pozo de exploración de hidrocarburos Toconao-1. Este pozo fue desarrollado por Chile-Hunt Oil Co. y ENAP a fines de los 80's, alcanzando una profundidad de 5425 m (Ilustración 26; ubicación en Ilustración 28.b).

Las columnas estratigráficas representativas del pozo Toconao-1 reportadas por distintos autores (Ej: Bascuñán et al., 2021; Bevacqua, 1992; López et al., 2020; Muñoz et al., 2002; Muñoz & Townsend, 1997) coinciden en que la litología dominante corresponde a facies de halita alcanzando una potencia de entre 975-980 m, con intercalaciones de evaporitas con arcillolitas y lutitas entre los ~481-~624 m y una capa de depósitos siliciclásticos hacia la base de la formación.

Es importante destacar que los salares son sistemas deposicionales complejos, más aún en contextos tectónicos activos. Por lo que la estratigrafía de la

Fm. SdA descrita en el pozo Toconao-1 no es representativa de toda la unidad y por lo tanto la prevalencia de la halita en subsuperficie no es del todo clara, no obstante, estimaciones realizadas por Jordan, Godfrey, et al., 2002) concluyen un aproximado de 3000 km³ acumulación de halita en el salar durante los últimos 5 millones de años.

La distribución de esta formación ha sido evidenciada en el salar por otros autores a través de los múltiples sondajes realizados en el área de estudio, en conjunto con los cerca de 600 km de líneas sísmicas levantadas por campañas de ENAP entre 1998-1981 (ubicación en Ilustración 28.c), campañas geofísicas de RioChilex, TEM + TM de Geo-DATA, geofísica para SQM (Ilustración 28.a), además de interpretaciones y reconstrucciones de secciones geológicas en el contexto de los “Estudios de Impacto Ambiental” [EIA](ubicación en Ilustración 28.d).

En el marco de la “Cuarta Actualización del Modelo Hidrogeológico del Salar de Atacama” [4AMHSdA] (SQM Salar S.A., 2017) se definieron las Facies del Salar Moderno en subsuperficie como sigue a continuación.

Halita Superior: Corresponde a las facies modernas del Salar de Atacama, asociadas a un clima hiperárido. Considera las siguientes unidades:

- Halita Superior del Núcleo del Salar de Atacama: Niveles de halita reconocidos en el núcleo del Salar de Atacama, con un espesor variable entre 15 y 45 m. (promedio 30 m).
- Yeso y Carbonato de la zona marginal: Ubicados en la zona marginal. Se define un espesor mínimo de 20 m,
- Arenas Superficiales: Facies detríticas reconocidas en el sector Norte del Salar de Atacama, con niveles de hasta 25 m de potencia.
- Arenas y gravas en las zonas aluviales, de hasta 300 m de potencia.

Arcilla Superior: Corresponde a facies asociadas a una etapa árida de edad Pleistoceno Superior. Considera las siguientes facies:

- Facies de Arcillas, Yesos, Carbonatos y Materia Orgánica del Núcleo y zona marginal del Salar de Atacama: Los espesores de estas unidades aumentan hasta 100-150 m hacia los bordes del núcleo del Salar y se acuñan hacia el centro de éste. Son cubiertos por la Halita Superior del Núcleo del Salar.
- Facies de Limos arcillosos poco permeables del Norte del Salar de Atacama, con espesores medios de hasta 25 m. Son cubiertos por las Arenas superficiales o los yesos y carbonatos de la zona marginal.

Halita intermedia: Corresponde a facies asociadas a una etapa de hiperaridez de edad Pleistoceno Superior.

- Halita Intermedia del Núcleo del Salar de Atacama: Niveles de halita reconocidos en el núcleo del Salar de Atacama, con un espesor variable entre 15 y 300 m.
- Arenas Intermedias: Facies detríticas, principalmente arenas con intercalaciones de limos reconocidas en el sector Norte del Salar de Atacama, con niveles de hasta 150 m de potencia.

Yesos Intermedios: Corresponde a facies asociadas a una etapa árida e hiperárida de edad Pleistoceno Superior. Considera las siguientes facies:

- Capas de Yesos con sedimentos intercrystalinos y areniscas, e intercalaciones de halita que aumentan su potencia hacia el este. Presenta un espesor variable entre 20 y 120 m, y delgados niveles de cenizas se encuentran en la parte superior e inferior de esta unidad.

Halita Profunda: Corresponde a facies asociadas a una etapa hiperárida de edad Pleistoceno Superior. Considera las siguientes facies:

- Halita compacta, Halita con sedimentos y/o yesos y Halita con arcillas y/o con arenas. Los sedimentos en general representan menos del 25 % de la roca y corresponden a arcillas, limos y arenas de color marrón a rojo que se

encuentran en posiciones intercristalinas. El espesor de esta unidad es variable, siendo mínimo hacia el sur y máximos en el norte, alcanzando los 30 m de potencia.

Arcilla Regional Profunda: Corresponde a facies asociadas a una etapa árida de edad Pleistoceno. Conformada principalmente de areniscas, y arcillolitas compactas, con más de 80 m de potencia. El techo de la unidad se profundiza hacia el norte (depocentro), mientras que se hace más somero hacia al oeste y en el límite sur (altos relativos). Esta unidad constituye un límite geológico de lo que correspondería al “Salar Moderno”. Se correlaciona hacia el oeste con la Formación San Pedro, Vilama y Campamento.

Por su parte SQM Salar S.A. (2020, 2021) en los EIA, “PROYECTO ACTUALIZACIÓN PLAN DE ALERTA TEMPRANA Y SEGUIMIENTO AMBIENTAL, SALAR DE ATACAMA” y “PROYECTO PLAN DE REDUCCIÓN DE EXTRACCIONES EN EL SALAR DE ATACAMA” respectivamente, plantean en la subsuperficie del núcleo las siguientes secuencias en orden descendente de profundidad:

Cloruros Superiores: representan la unidad evaporítica más joven del núcleo del salar, formando la costra expuesta del mismo. Su potencia no supera los 50 m y muestra una relación de engrane con las unidades evaporíticas de la zona marginal.

Evaporitas con materia orgánica: agrupando unidades de halita y yesos que incluyen materia orgánica intersticial como uno de sus componentes principales, y en menor medida, sedimentos finos. Se encuentran ubicadas entre los cloruros inferiores y superiores a profundidades entre los 2100 y 2250 msnm.

Cloruros inferiores: apoyada en discordancia erosiva sobre la secuencia heterogénea de sulfatos tobas y tufitas, los cloruros inferiores representan un nivel de halita de potencia muy variable (ca. 50 - 400 m).

Secuencia heterogénea de sulfatos tobas y tufitas: constituida principalmente por facies evaporíticas intercaladas con tufitas. Su geometría se ve afectada principalmente por los sistemas de fallas que cruzan el salar, responsables de hayas su techo a 50 m de profundidad al oeste y a más de 400 m en el este.

Hacia las zonas marginales del núcleo se describen además:

Carbonatos y limos: corresponden a las evaporitas más externas de la zona marginal del Salar de Atacama. Se apoyan directamente sobre las Secuencias heterogéneas de sulfatos, tobas y tufitas, por lo que su potencia varía desde ca. 200 m en los sectores de Soncor, Quelana y Tilopozo – Peine, hasta ca. 400 m en el norte del salar.

Secuencias sulfatadas de la zona marginal: se apoyan discordantemente sobre las Secuencias heterogéneas de sulfatos, tobas y tufitas y lateralmente engranan con Evaporitas con Materia Orgánica, Carbonatos y limos, Depósitos no consolidados bajo el Sistema de Cejar y bajo el Sistema de Soncor, y con depósitos del Delta del Río San Pedro. Su potencia máxima es de ca. 400-500 m en el norte del salar, donde se caracteriza por el alto contenido de limos.

Depósitos del Delta de Río San Pedro: alcanzando una potencia de 100 m, apoyándose sobre Evaporitas con Materia Orgánica y sobre los Cloruros Inferiores- Lateralmente presentan una relación de engrane con Depósitos no consolidados, y facies sulfatadas de la zona marginal. Información de sondajes en este delta permiten identificar niveles de sedimentos finos (limos y arcillas) en profundidad.

Llano de la Paciencia: en este sector, los depósitos de Fm. SdA estarían compuestos principalmente por depósitos morrénicos de till, depósitos de limos y arcillas, con algo de evaporitas, distribuidos de forma marginal en el Llano de la Paciencia, parcialmente cubiertos por depósitos aluviales recientes.

En el reporte redactado por SRK Consulting para Albemarle Corporation “SEC Technical Report Summary Pre-Feasibility Study Salar de Atacama Región II, Chile” de 2022 (SRK Consulting, 2022). Describen la geología en la subsuperficie del salar como sigue a continuación:

Halita superior (H1 y H2): Esta unidad está dominada por secuencias de halita y representa el principal acuífero superior del salar. El componente clástico fino de esta unidad aumenta hacia el oeste. Generalmente, la unidad de halita superior es permeable hasta profundidades de hasta 50 m, sin embargo, en la parte sureste del Salar, esta unidad puede alcanzar profundidades de más de 100 m.

Halita inferior: Esta unidad se encuentra por debajo de la Halita Superior en casi todo el salar. Corresponde a secuencias compactadas de halita, yeso y materiales clásticos finos. Esta unidad se extiende probablemente hasta profundidades superiores a 1.000 m en el núcleo de halita y presenta una permeabilidad y porosidad significativamente menores que la Halita Superior.

Ignimbrita: Esta unidad comprende los extensos depósitos de ignimbrita volcánica que se encuentran en la superficie y en el subsuelo de toda la región. Se formó a través de múltiples eventos eruptivos y puede estar localmente soldada, no soldada, fracturada, con su espesor y presencia variando desde unos pocos centímetros a decenas de metros en toda la región. La huella de la ignimbrita se conoce bien en las proximidades de las operaciones mineras y las zonas de exploración, sin embargo, las observaciones de los datos de perforación indicaron la presencia de varias secuencias de cenizas con propiedades similares en todo el salar.

VGC (Yeso Volcánico y Clástico): Esta unidad consiste en secuencias de ignimbrita meteorizada, yeso, capas de ceniza, varias unidades clásticas y capas de arcilla. La porosidad y la permeabilidad disminuyen con la profundidad debido a la compactación y a la alteración química.

Un ejemplo de la distribución de las unidades descritas en este reporte puede observarse en la Ilustración 27, correspondiente al modelo numérico realizado para el flujo de aguas subterráneas en el salar.

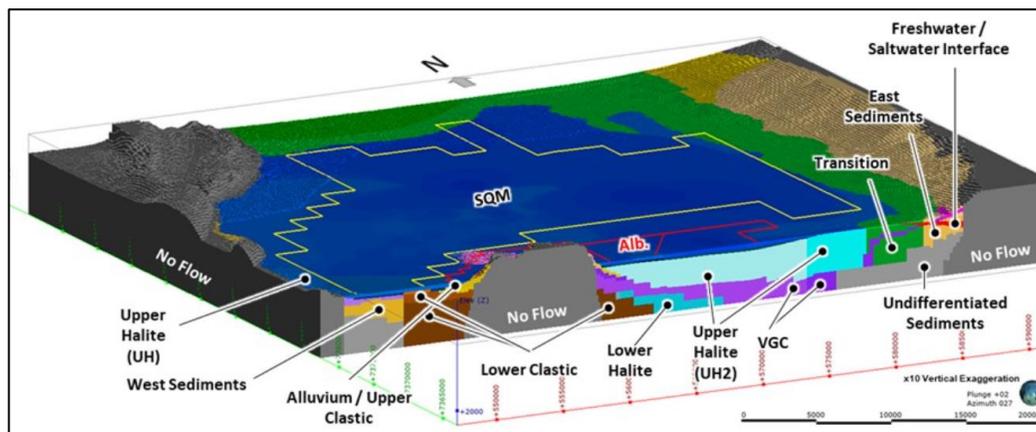


Ilustración 27: Vista oblicua 3D del modelo numérico de aguas subterráneas. Fuente: Extraído de SRK Consulting, 2022.

Por último en el informe de WSP (2022) “*TECHNICAL REPORT SUMMARY OPERATION REPORT SALAR DE ATACAMA*” para SQM Salar S.A. (WSP, 2022) se describe en subsuperficie las siguientes unidades desde la más joven a la más antigua como sigue.

Halita superior: esta unidad comprende halita pura y halita con material sedimentario clástico y/o yeso. El material sedimentario clástico comprende arcilla, limo y arena, que son más abundantes cerca de la superficie y disminuyen a medida que aumenta la profundidad. La Halita Superior tiene un espesor medio de 17 m en el Bloque Oeste y de 23 m en el Bloque Este. En el bloque oeste, la halita superior está recubierta por una lente de arcilla, yeso y arena, o de arcilla, yeso o carbonatos, dependiendo de la zona. En el Bloque Este, la Halita superior se superpone a halita con materia orgánica.

Evaporitas clásticas y superiores: unidad clástica y evaporítica que subyace a la Halita Superior, constituida principalmente por arcillas plásticas arcillas plásticas, evaporitas (halita y yeso) y carbonatos. Esta unidad se reconoce principalmente en el Bloque Oeste, y presenta un espesor variable entre 0,3 m y 16 m, con un espesor medio de 1 m. Esta unidad también incluye dos capas de arcilla situadas en las zonas SO y NO del Bloque Oeste.

Halita, yeso y carbonatos con materia orgánica: esta unidad está constituida principalmente por halita con yeso intercalado, carbonatos y materia orgánica (de color negro a gris). Se encuentra en el Bloque Este, con un espesor mínimo de 3 m cerca de la Falla del Salar y un espesor máximo de 242 m a lo largo del borde oriental del salar (con un espesor medio de 64 m en toda la zona). Esta unidad separa la unidad de Halita Superior de la Unidad de Halita Intermedia en el Bock Este.

Halita intermedia: La Halita Intermedia se divide en tres bloques distintos según las diferencias espaciales observadas observadas: (i) Bloque Noroeste desde la coordenada 7,385,626 5 m S, (ii) Bloque Suroeste desde la coordenada 7,385,626 m S, y el Bloque Este. Los tres bloques se caracterizan por halita pura y halita con material sedimentario clástico y/o yeso, con menos del 25% de contenido intercrystalino e intracrystalino. En el Bloque Este también están presentes trazas menores de materia orgánica y carbonatos. El espesor de la unidad de Halita Intermedia difiere entre el Bloque Oeste y el Bloque Este: en el noroeste (Bloque Oeste), su espesor máximo es de 25 m, mientras que en el Bloque Este, su espesor máximo alcanza los 429 m (con un espesor medio de 238 m).

Evaporitas y Volcanoclásticas Intermedias: esta unidad representa una discordancia erosiva y está compuesta por yeso intercalado, toba y material volcanoclástico reelaborado. En total, en esta unidad se encuentran al menos 10 capas de toba afectadas por acunamientos, plegamientos y truncamientos locales. Hacia el norte del salar, se produce un cambio de facies en el que el yeso se gradúa a halita y el espesor aumenta (hacia el norte) y se encajona hacia el sur. En el Bloque Este, el techo de esta unidad se encuentra a una profundidad media de 318 m por debajo de la superficie.

Halita inferior: esta unidad comprende halita pura, halita con material sedimentario clástico y/o yeso, así como halita con arcilla y/o arena. La halita presenta generalmente una textura de mosaico, y el material sedimentario clástico representa menos del 25% de la roca, y son arcillas, limos y arenas pardas a rojizas. El contenido en yeso representa menos del 10% de la unidad. Esta unidad se reconoce tanto en el Bloque Oeste como en el Bloque Este

Arcillas regionales: capa profunda de arcillas, con una profundidad mínima por debajo de la superficie de 60 m (Bloque Oeste) y una profundidad máxima por debajo de la superficie de 400 m (Bloque Este). Subyacente a las secciones menos profundas de las Arcillas Regionales, se puede encontrar una capa profunda de toba con un espesor medio de 5 m. Consiste en una capa de toba con un espesor medio de 4 m. espesor medio de 5 m. Consiste en una fina toba cristalina - pómez con abundante biotita, feldespatos y escaso cuarzo.

Se puede concluir, que al menos hasta las primeras unidades descritas en todos los reportes, se coincide en la existencia de una unidad de halita superior porosa, seguida de evaporitas con arcillas y/o evaporitas con materia orgánica. Seguida a esta secuencia se encontraría nuevamente una unidad de halita, menos porosa sobreyaciendo a una secuencia principalmente sulfatada con presencia de material volcanoclástico. Bajo esta unidad, las descripciones varían, no obstante, se reconoce de igual manera la presencia de más niveles evaporíticos compuestos de halita.

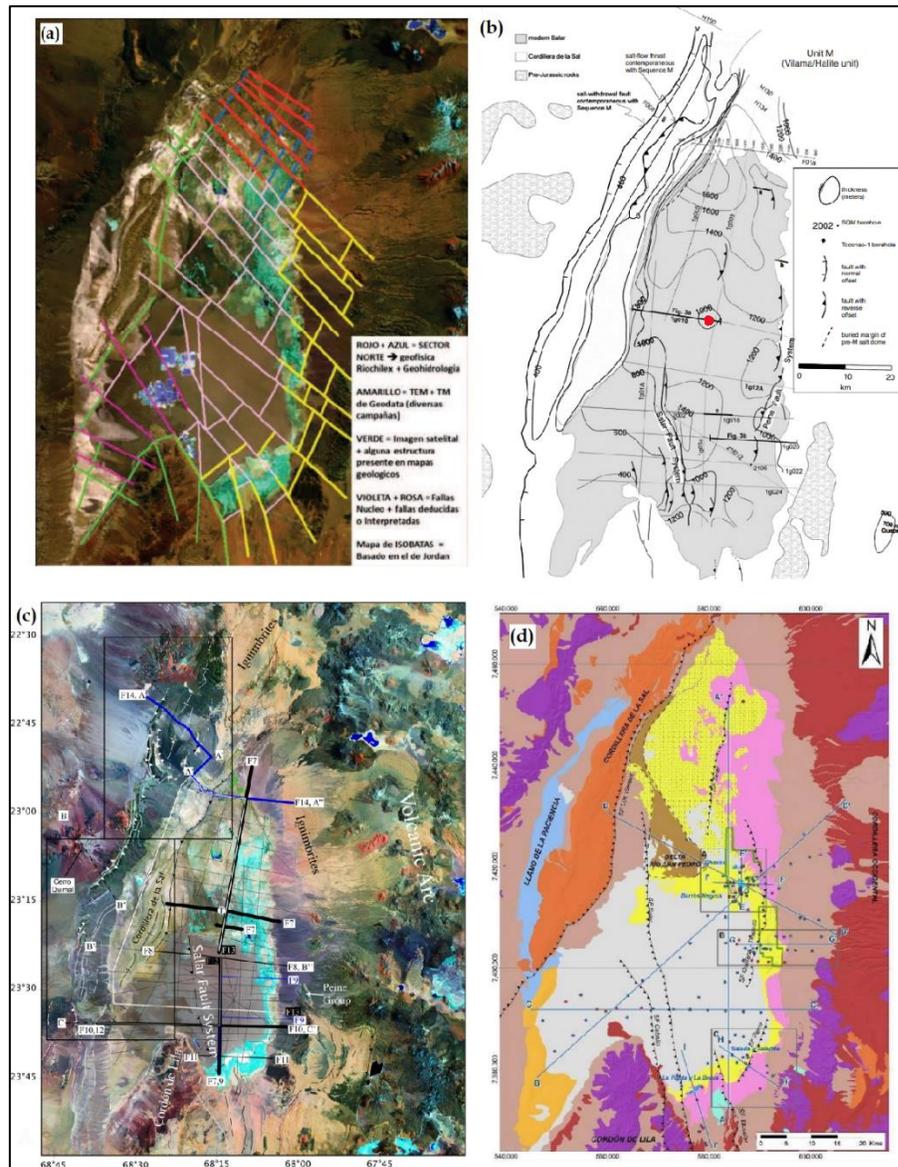


Ilustración 28: Estudios seleccionados en la zona de estudio; a) Datos geofísicos para reinterpretación de isopacas de Jordan et al., 2007. Fuente: Vázquez et al., 2017; b) Mapa de isopacas para Fm. SdA. Fuente: Modificado de Jordan et al., 2007; c) Líneas sísmica de ENAP en SdA. Fuente: Arriagada et al., 2006; d) Secciones geológicas interpretadas en SdA. Fuente: Modificado de SQM, 2021.

4.2.1.2. Zonificación del área de estudio

Jordan et al. (2007); Jordan, Godfrey, et al. (2002) y Jordan, Muñoz, et al. (2002) trabajaron en el mapeo de la distribución de la Fm. SdA. en la subsuperficie del salar bajo los nombres “Unidad de Halita” y “Unidad M”, siendo equivalentes a todos los depósitos desde el mayor cambio litológico de evaporitas a sedimentos clásticos reconocido en el pozo

Toconao-1, hasta la superficie del salar. Bajo los antecedentes presentados en la subsección anterior, la zona de llano de la paciencia fue excluida del estudio dado que la geología no correspondería a facies de halita. Hacia la zona del actual salar de atacama, la extensión del área de estudio (Ilustración 29) se realizó a partir de Jordan et al. (2007), acotando hacia el norte bajo las modificaciones realizadas en SQM Salar S.A. (2017), con nuevos datos e interpretaciones. Hacia la cordillera de la sal se acotó la Formación con el límite del crecimiento de domos de la CdIS y la isopaca de los 800 m (Ilustración 28.b).

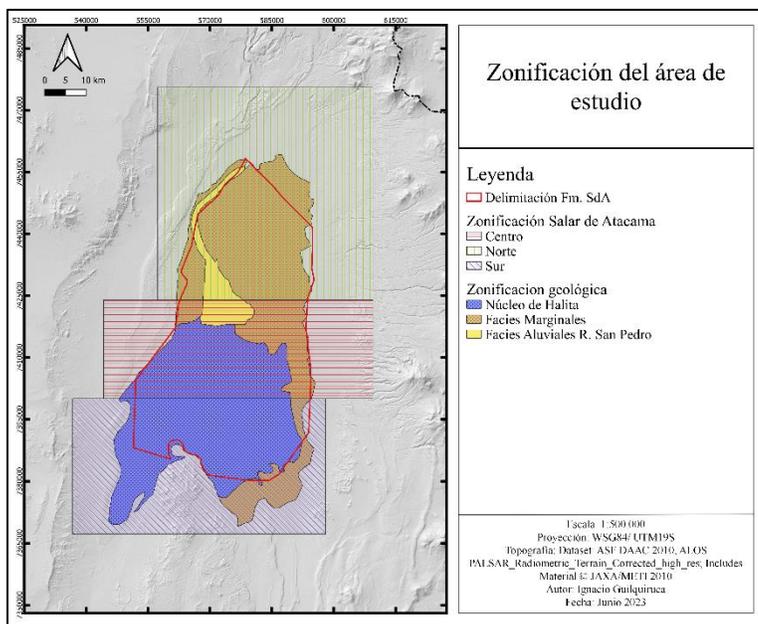


Ilustración 29: Delimitación inicial de Fm. SdA y Zonificación de área de estudio. Fuente: Elaboración propia

En superficie el salar puede ser subdividido en una zona compuesta principalmente de halita pura de alrededor de 1700 km², conocida como núcleo de halita y una zona marginal compuesta de una mezcla de sedimentos siliciclásticos, carbonatos y sulfatos de unos 1300 km², que presenta además una zona de facies aluviales correspondientes a depósitos del delta del río San Pedro, delimitadas a partir de Jordan et al. Para este estudio además se considerará una zonificación respecto la latitud y longitud con tal de facilitar la comprensión de los análisis geológicos realizados, considerando como “Zona Sur” desde el 23°S hacia el sur, “Zona Central” la cual abarca desde el 23°25’S hasta el límite sur y “Zona Norte” desde el 23°25’S hacia el norte.

evaporíticos recientes con un estilo estructural interpretado usualmente como una faja plegada y corrida de 5-10 km de ancho (Martínez et al., 2018; Rubilar et al., 2015; SQM Salar S.A., 2021) reconocible en las secciones geológicas interpretadas por Rubilar (2015) (Ilustración 31) a través de los perfiles sísmicos 1G010, 1G011, 1G014 y 1G016 .

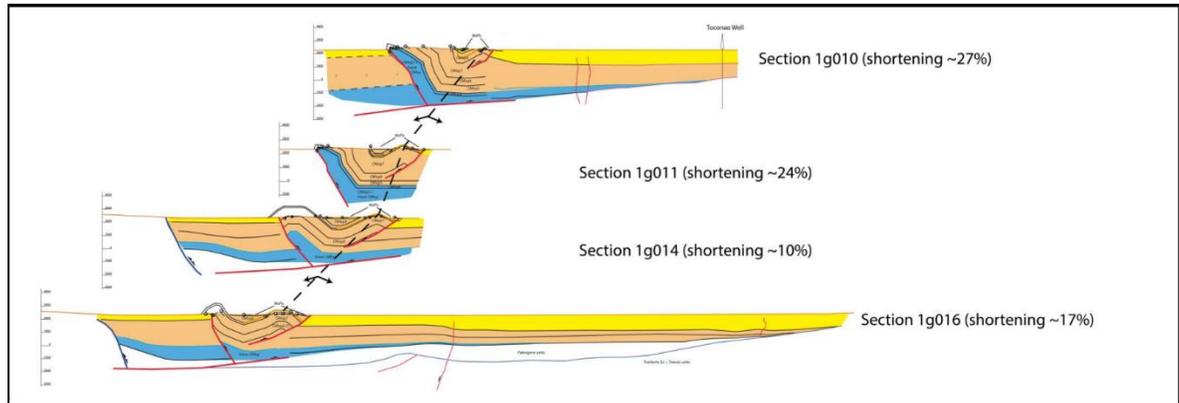


Ilustración 31: Secciones geológicas en el borde oeste del SdA. Fuente: Extraído de Rubilar et al., 2015.

Hacia el suroeste del salar, el Sistema de Fallas Cabeza de Caballo [SFCC], que recorre desde el Cordón Lila hacia el NE tiene un componente principalmente inverso, aunque no se descarta una falla de rumbo de alto ángulo con vergencia este (SQM Salar S.A., 2021; WSP, 2022). Adyacente a este sistema, se encuentra la componente estructural más importante del salar correspondiente al Sistema de Fallas del Salar [SFS] conformado por una serie fallas inversas subverticales NNW-SSE desde el Cordón Lila hasta el Delta del Río San Pedro, las que generaron un importante desplazamiento vertical (200 m localmente), de los estratos lacustres del Salar de Atacama durante el intervalo Cuaternario, incluyendo además un desplazamiento vertical estimado de 15 m durante el lapso de 9000 años de ocupación humana en la zona (Jordan, Muñoz, et al., 2002). Demostrando además la probable relación genética entre la falla y la mayor acumulación de la secuencia de halita en el bloque este hundido, creando una situación anómala de agradación de una superficie plana de deposición de evaporitas que enmascararía el peligro sísmico (Jordan, Muñoz, et al., 2002). En el perfil sísmico 1G022 (Ilustración 32.a) se aproximó la distribución de la base de la Fm. SA, a partir de la delimitación realizada por Jordan, Muñoz, et al. (2002) en el mismo perfil (Ilustración 32.b), mostrando la deformación producto del SFS y SFCC, y el cambio de espesores de la Fm. SdA. desde el bloque oeste al bloque este.

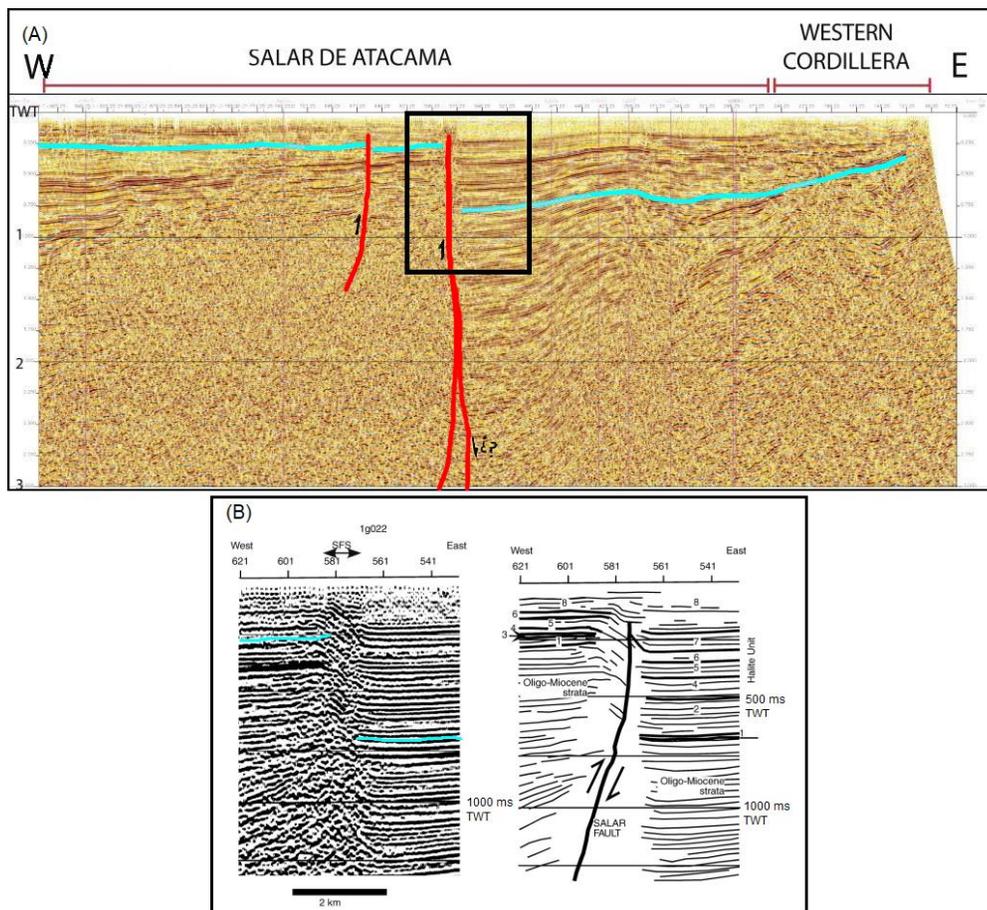


Ilustración 32: (A) Línea sísmica 1G022 Fuente: Modificado de Rubilar.,2015; (B) Línea sísmica 1G022 sobre el SFS. Fuente: Modificado de Jordan, Muñoz, et al., 2002.

Al SO del salar, se delineó el Sistema de Fallas Tilocalar de comportamiento transpresivo de alto ángulo con un rumbo NNO y vergencia este, con una expresión en superficie de más de 20 km en la península de Tilocalar (SQM Salar S.A., 2021).

Hacia el norte y este de este sistema, se delineó además el Sistema de Falla Peine [SFP] (Ilustración 33), correspondiente a un sistema de fallas subverticales con rumbo norreste y vergencia oeste que modifica levemente los espesores entre el bloque Oeste y el bloque Este (Jordan et al., 2007). Coincidiendo parcialmente al sur con el contacto en superficie de facies carbonatadas y sulfatadas de la zona marginal (SQM Salar S.A., 2021).

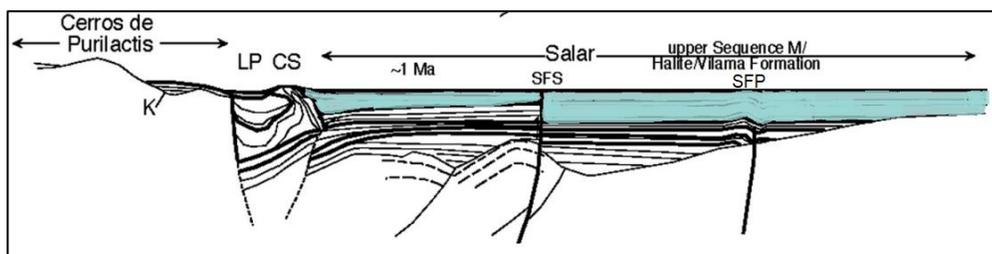


Ilustración 33: Fallas inversas principales. Fuente: Modificado de Jordan et al., 2007

Hacia el borde centro-oriental, en Jordan et al. (2007) se interpretó un conjunto de fallas inversas verticales a subverticales, con componente de rumbo asociadas al SFP, re-interpretado posteriormente como parte del Sistema de Fallas Quelana-Tilpozo (SQM Salar S.A., 2021) con un desplazamiento típico (hacia arriba-oeste) antitético al engrosamiento de gran longitud de onda hacia el oeste de la secuencia de halita, y con un impacto menor en los patrones de espesor (Ilustración 34).

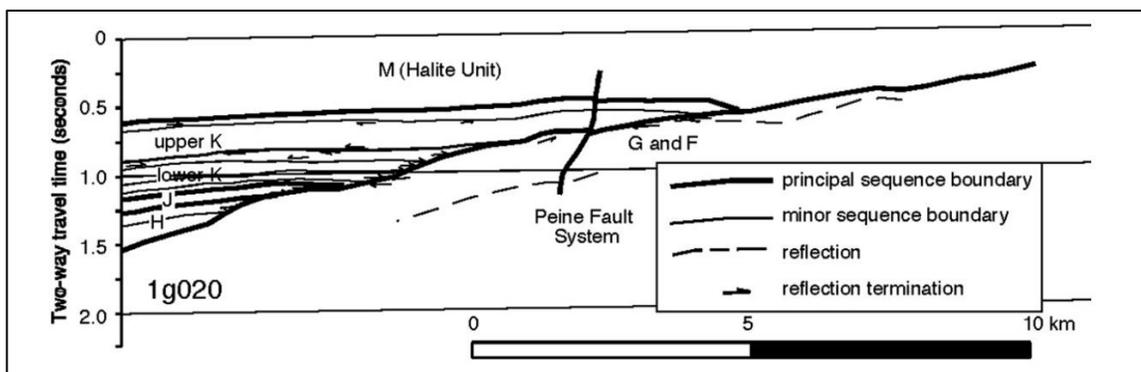


Ilustración 34: Perfil ilustrativo del perfil sísmico 1G020. Fuente Jordan et al., 2007.

Por último, hacia el centro-norte del salar se delineó el Sistema de Fallas Tarar, ubicado en la zona marginal. Conformado por fallas subverticales a verticales de vergencia este y rumbo NNE, que persisten por más de 20 Km (SQM Salar S.A., 2021). Este sistema esta enraizado en estructuras profundas probablemente de basamento y coincide su traza con el sistema lagunar Ojos del Salar (SQM Salar S.A., 2019)

Cabe destacar que las fallas delineadas aquí, muestran tan solo la traza principal y no considera todas las estructuras asociadas a cada sistema de falla.

4.2.1.4. Reconocimiento de facies de halita

A partir de las secciones geológicas interpretadas por SQM Salar S.A. (2021), se pudo reconocer la presencia de un estrato de halita definido “halita intermedia del núcleo”, la cual se emplazaría hasta profundidades de 400 m bajo el nivel de la superficie. Esta se encontraría limitando en su base con una secuencia heterogénea de sulfatos tobas y tufitas, configurando así el caso de estudio 1. En este mismo informe y en SQM Salar S.A. (2017) se describe además la presencia de más capas evaporíticas subyacentes a la unidad heterogénea, con composiciones que podrían corresponder a halita, esto sustentado en interpretaciones de Bevacqua (1992) quien, a través del análisis de datos sísmicos propone profundidades de halita en el núcleo de hasta 900 m. Otro antecedente que reafirma estas suposiciones corresponde a las descripciones del pozo Toconao-1, en donde la secuencia heterogénea se correlacionó con la zona de intercalaciones de arcillolitas y lutitas con halita, bajo la cual se encontrarían más facies de halita. La descripción del sondaje 2002 de 500 m de SQM fue descrito también en Bevacqua (1992) y Jordan, Muñoz, et al. (2002) indicando que luego de interceptar la secuencia heterogénea, se hallaron facies de halita compacta, sin alcanzar su base, bajo estos antecedentes y otros que serán expuestos más adelante se optó por configurar un segundo caso de estudio que abarcaría la zona bajo la secuencia heterogénea descrita por SQM Salar S.A. (2017, 2021)

Caso de estudio 1: Extensión Unidad H1

La unidad de halita intermedia se definió en este estudio como Unidad H1. Su extensión dentro del salar se definió a partir de las secciones geológicas de A-A'; B-B' (Ilustración 35) y C-C'; D-D' (Ilustración 36) interpretadas en (SQM Salar S.A., 2021) (Ubicaciones en Ilustración 28.d), en conjunto con el mapeo realizado para parte de esta unidad por Marazuela et al. (2019) (Ilustración 37). Destacando sin embargo, que el mapeo de Marazuela fue de una unidad hidrogeológica que contiene a la Unidad H1 e incluye además otras litologías distintas a halita hacia el norte, definidas como sulfatos con lentes de limo y arcillas más allá de los 55 km en la sección A-A'. Contrastando la información provista por ambos autores hacia el sur oeste y centro oeste del salar se delimitó la Unidad H1 en el cambio del bloque Occidental y Oriental, definidos por el cambio de espesores productor del SFS mientras que hacia el resto de los bordes se limitó el área tomando en cuenta la cota definida entre los 2000-2100 m de profundidad en Marazuela et al. (2019) pues se observó una buena correlación entre este cambio de espesores y las zonas en las que se encontraría la halita el extremo norte de la sección A-A' (~57 km), NE de la sección B-B' (~60 km) y E de la sección C-C' (~48 km).

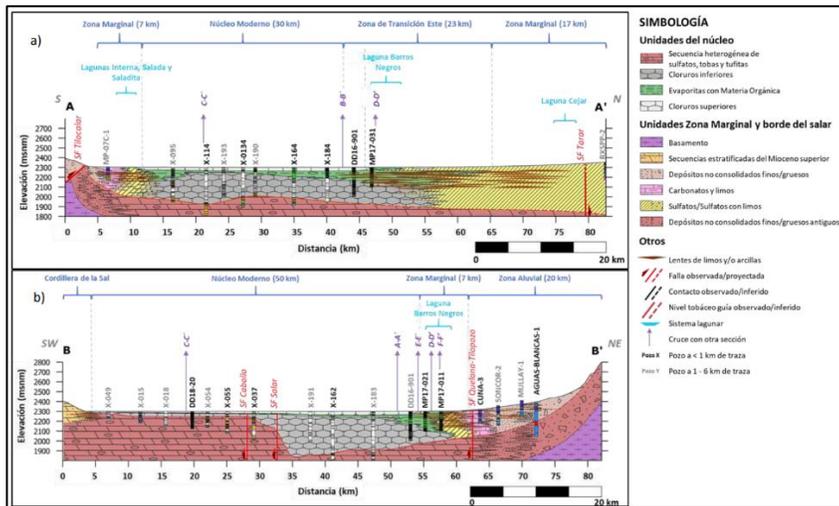


Ilustración 35: Secciones A-A' y B-B', que conceptualizan la geología subsuperficial del Salar de Atacama en dirección sur-norte (a) y suroeste-noreste (b), respectivamente, hasta a 500 metros de profundidad desde la superficie del núcleo. Fuente: Extraído de EIA por SQM Salar S.A., 2021.

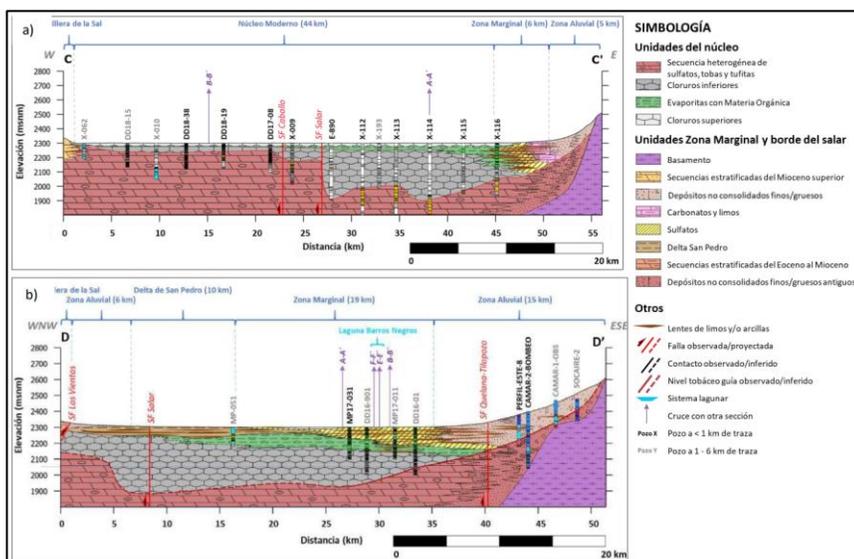


Ilustración 36: Secciones C-C' y D-D', que conceptualizan la geología subsuperficial del Salar de Atacama en dirección este-oeste (a) y noroeste-sureste en el norte del salar (b), respectivamente, hasta a 500 metros de profundidad desde la superficie del núcleo. Fuente: Extraído de EIA por SQM Salar S.A., 2021.

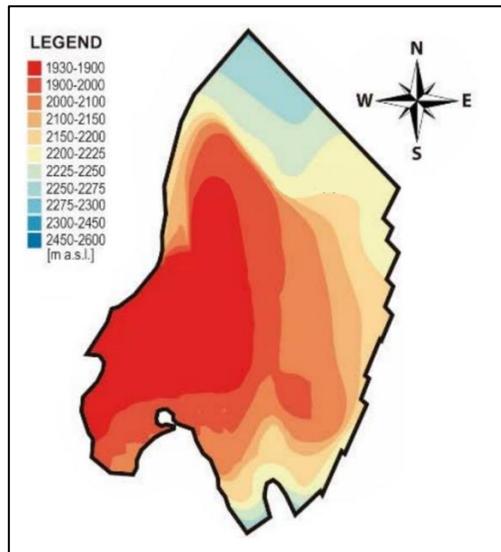


Ilustración 37: Definición de la base de la unidad hidrogeológica "B" en [m.s.n.m.]. Fuente: Modificado de Marazuela, 2019.

A excepción del borde sur, el cual fue limitado por los bordes definidos en un principio para la extensión de la Fm. SdA. De esta manera, la extensión para el emplazamiento de cavernas resultante de este fue definida como el polígono expuesto en la Ilustración 38

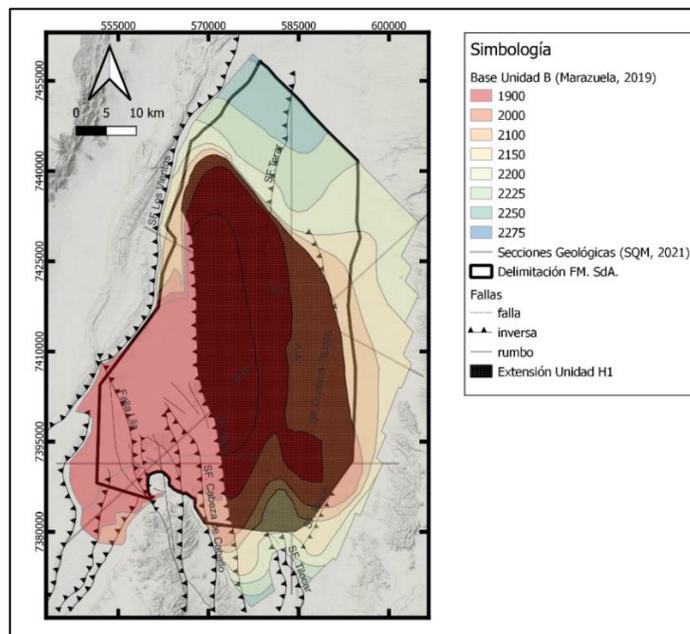


Ilustración 38: Extensión preliminar Unidad H1. Fuente: Elaboración propia.

Caso de estudio 2: Extensión Unidad H2

Esta unidad se encuentra teóricamente bajo la secuencia heterogénea de sulfatos tobas y tufitas que se extiende en la totalidad del salar en las secciones interpretadas por (SQM Salar S.A., 2021). Por lo tanto, en esta etapa del análisis, la extensión asignada a la Unidad H2 fue la totalidad de la extensión Fm. SdA. Como se muestra en la Ilustración 39.

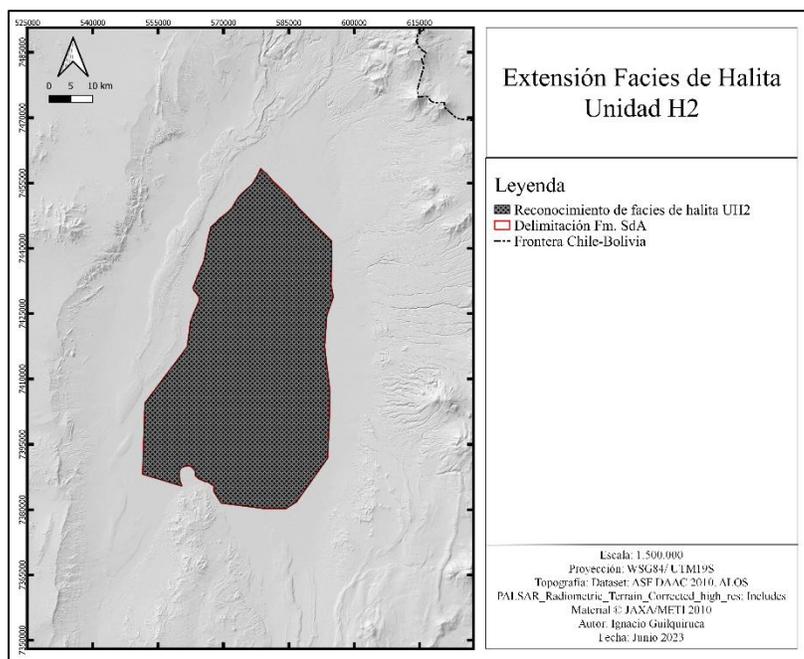


Ilustración 39: Extensión preliminar Unidad H2. Fuente: Elaboración propia.

4.2.1.5. Profundidad de enterramiento y espesor de los estratos de halita

Para el Salar de Atacama, el límite superior e inferior para la construcción de cavernas de sal se acota en principio a la profundidad de enterramiento mínimo y máximo según la metodología, correspondiendo a 240 m y 2120 m respectivamente. Fue inmediato notar que tanto en el mapa de isopacas de Jordan et al. (2007) y las modificaciones a éste en SQM Salar S.A. (2017), la formación no alcanza profundidades mayores a 2000m, teniendo como máximo los 1800 m de profundidad.

El modelo de elevación digital utilizado constó de un mosaico de 6 archivos tiff Hi-Res Terrain Corrected descargados del ASF Data Search. La composición resultante permitió distinguir la poca variabilidad en la topografía del salar, con un promedio de 2300 metros sobre el nivel del mar (Ilustración 40).

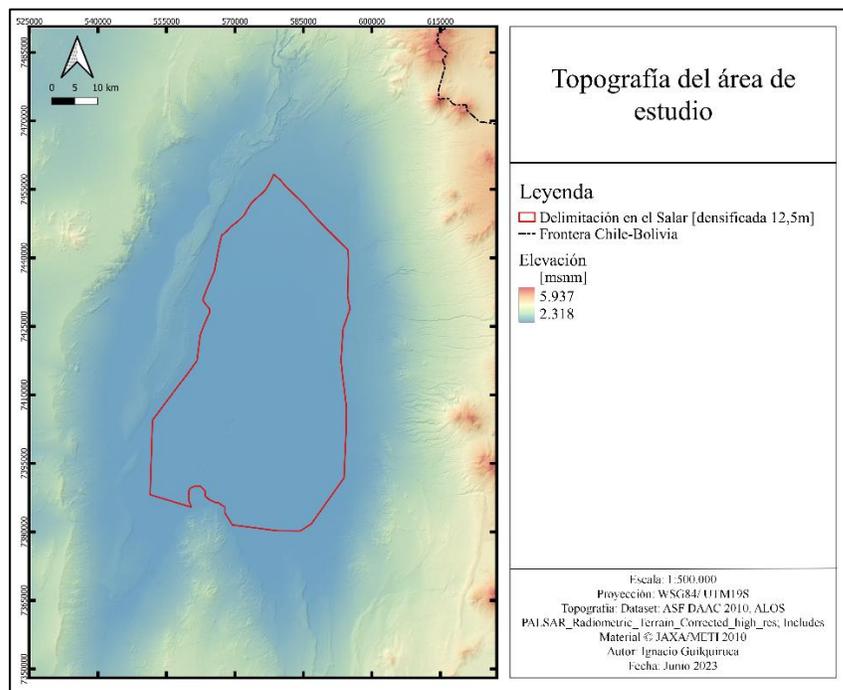


Ilustración 40: Topografía área de estudio. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASF DAAC 2010, ALOS PALSAR_Radiometric_Terrain_Corrected_high_res; Includes Material © JAXA/METI 2010

Caso de estudio 1: Profundidad y espesor Unidad H1

De las secciones interpretadas en los EIA y Quinta Actualización del Modelo Regional de Flujo del Salar de Atacama [5AMRFSdA] por SQM Salar S.A. (2019, 2020, 2021). Para la extensión definida en el punto anterior, fue inmediato notar que los estratos de halita de la Unidad H1 se desarrollan en profundidades más someras a 240 m hasta un máximo de 400 m bajo la superficie aproximadamente.

La definición del techo de la Unidad H1 se realizó en base a un mapa de isóbatas (Ilustración 41) definido para la Unidad B en SQM Salar S.A. (2017). Mientras que la base se definió en torno a los límites inferiores de la unidad B en Marazuela et al. (2019). El

primer paso fue la georreferenciación y definición de los límites de cada uno de los segmentos. Para el techo se utilizó una georreferenciación del mapa presentado en el informe SQM Salar S.A. (2017) y posterior interpolación TIN de los datos para la obtención de un ráster que represente el techo de la Unidad H1. Para la base de H1 se optó por la generación de un ráster con el valor inferior de cada intervalo definido por Marazuela et al. (2019) (Ilustración 37).

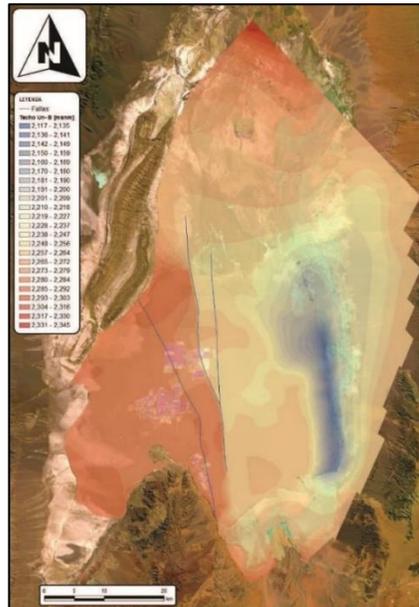


Ilustración 41: Mapa de isobatas del techo de la unidad B. Fuente: Modificado de SQM Salar S.A., 2017.

Se perfiló el límite de profundidad mínima para el LCC de las cavernas (250 m) con un ráster relativo a la topografía. El resultado se contrastó con las secciones geológicas de SQM Salar S.A. (2019, 2020, 2021). Bajo este contraste de las secciones con los ráster definidos, se limitó la prevalencia de halita en profundidad hacia los bordes del salar, por ejemplo, en la sección B-B' (Ilustración 42), se limitó el área de emplazamiento de las cavernas a los 58 km aproximadamente, tomando en cuenta el cambio en las profundidades y litologías. En otros casos, como se puede observar en la Ilustración 43, la base definida para la unidad H1 se encontraba a mayor profundidad que el perfil interpretado por SQM Salar S.A. (2020). Por lo que se redefinió la extensión del área en este caso y otros en los que se evidenciaron comportamientos similares. El resto de los perfiles contrastados, bajo los cuales se redelimitaron los bordes utilizables para la unidad H1 pueden ser consultados en el Anexo B.

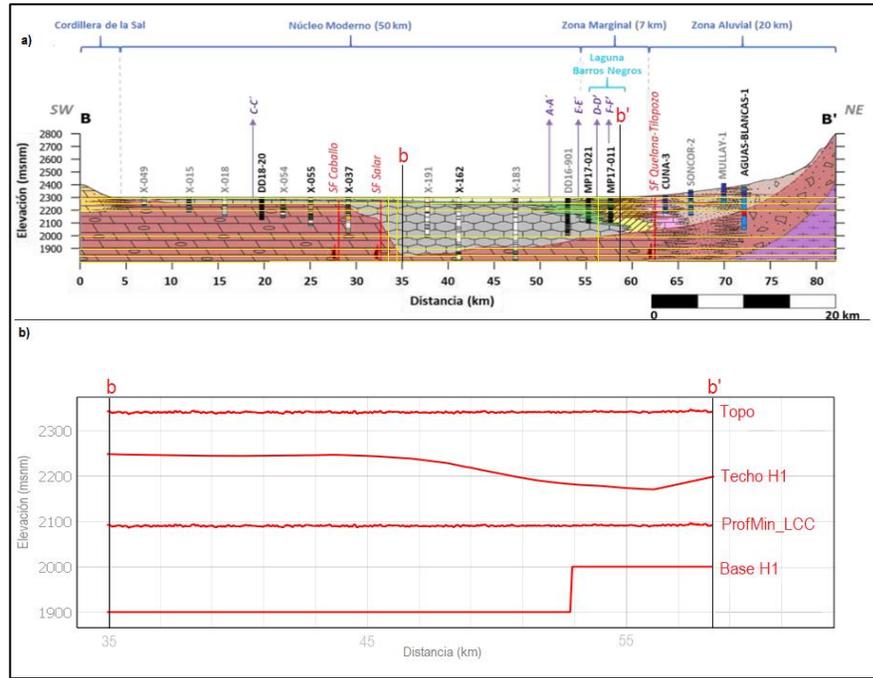


Ilustración 42: a) sección geológica B-B'. Fuente: EIA por SQM Salar S.A., 2021; b) Perfil Ráster b-b'. Fuente: Elaboración propia.

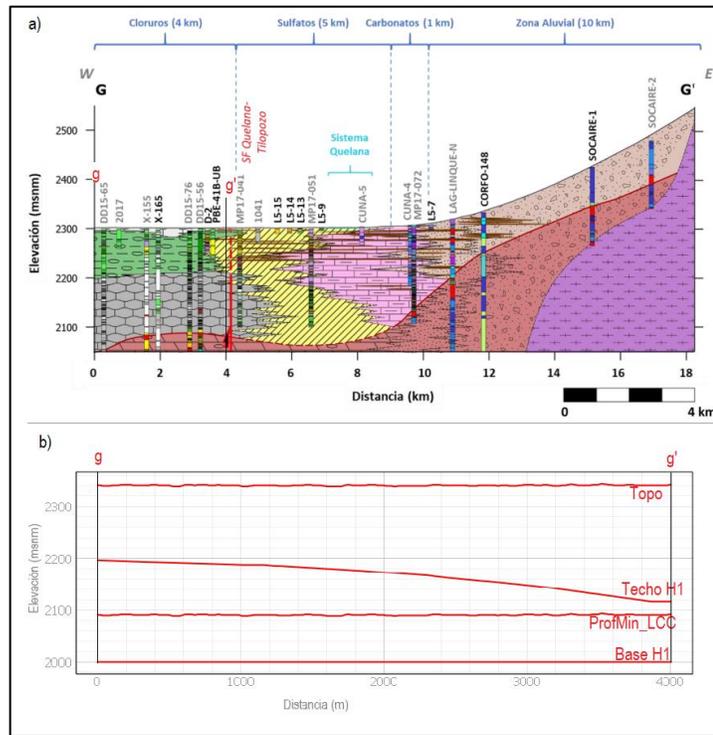


Ilustración 43: a) sección geológica G-G'. Fuente: EIA por SQM Salar S.A., 2020; b) Perfil Ráster g-g'. Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, la nueva delimitación del área utilizable para el emplazamiento de cavernas en la unidad H1 quedó definida como se muestra en la Ilustración 44. La evaluación final en torno a espesor y profundidad fue llevado a cabo a través de un muestreo en los ráster una vez que fueron definidas las ubicaciones de las cavernas.

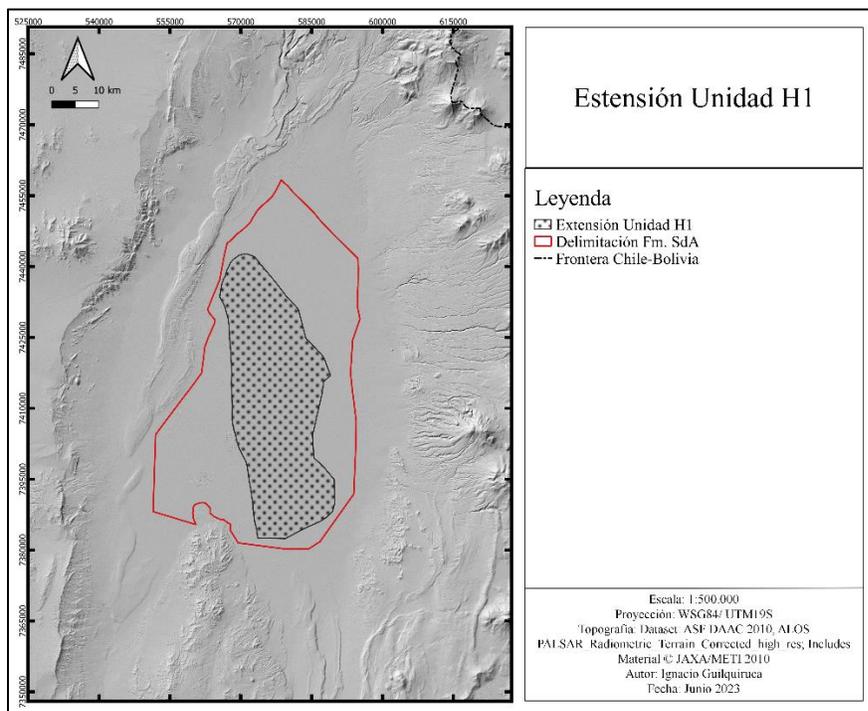


Ilustración 44: Extensión Unidad H1 luego del análisis de espesor y profundidad. Fuente: Elaboración Propia.

Caso de estudio 2: Profundidad y espesor Unidad H2

Bajo los antecedentes expuestos por Bevacqua (1992); Jordan et al. (2007) y Jordan, Muñoz, et al. (2002). Los espesores de halita en la Fm. Salar de atacama podrían superar en muchas áreas los 800 m. Estas profundidades no son tratadas por SQM Salar S.A. (2019, 2020, 2021) y (WSP, 2022). Por lo tanto, la prevalencia de halita en subsuperficie más allá de la Unidad H1 posee escasas definiciones en la literatura disponible.

Por lo tanto, para plantear la profundidad de enterramiento de esta unidad tanto para su base como su techo, fue necesaria la realización de una serie de supuestos como sigue a continuación.

El estrato de halita se encontraría bajo la secuencia heterogénea de sulfatos tobas y tufitas definida en SQM Salar S.A. (2017). Los fundamentos de esta suposición son la descripción de pozo Toconao-1 en donde la serie de intercalaciones de arcillolitas, halitas y escasa lutitas bajo los cuales se presentan facies de halita, se encuentra entre los 481 -624 m de profundidad, implicando un techo relativo a la superficie (~2340 msnm.) a 1861 msnm para estas intercalaciones. En el kilómetro ~53 de la sección A-A', unos 4.7 km al este de pozo Toconao-1, la secuencia heterogénea, marca su techo a 1900 msnm. Mientras que para la sección D-D' cercano al kilómetro 22, a 3 km al sur de pozo Toconao-1 el techo de la secuencia heterogénea se encuentra cercano a los 1930 msnm. Mientras que Marazuela et al. (2019) quien define este límite como un estrato de yesos y halita, marcaría el techo de esta secuencia a los entre los 1900-1930 msnm. De esta forma, se correlacionó la zona de intercalaciones con la secuencia heterogénea descrita en todo el salar.

El siguiente paso fue la definición de un espesor para esta unidad heterogénea con tal de definir su base y por consiguiente el techo de H2. En pozo Toconao-1, el espesor de esta secuencia sería de 143 m. En general los sondajes realizados en el área abarcan hasta la Unidad H1, no obstante, los sondajes X-162, X-172, X-173 y X-183 utilizados para la confección de una sección geológica M-M' (Ilustración 45), correspondiente a un segmento más pequeño pero que abarca mayores profundidades de la sección B-B'. Aquí, los sondajes estiman un espesor de ~140 m para la secuencia de facies sulfatadas, correlacionada con la secuencia heterogénea al contrastar este perfil con la sección B-B'. sin contar con mayores antecedentes, se definió un espesor de ~140 m uniforme a todo el salar.

El siguiente paso fue la definición del techo en su extensión norte, en donde la delimitación hacia esta área no sería aquella definida para la unidad B en Marazuela et al. (2019) ni la unidad B en SQM Salar S.A. (2017). Por lo tanto, tomando el perfil A-A' en donde se interpretó que el techo de esta secuencia se mantendría en valores cercanos a los 1900 -1800 msnm. En conjunto con la descripción para la profundidad del techo de la secuencia de halita por Pananont et al. (2004) hacia el final de la línea sísmica IG05. en donde describe que su techo se encontraría alrededor de los 575 m de profundidad (haciendo énfasis en que probablemente no construiría facies de halita), se calculó una profundidad relativa a la superficie (~2483 msnm.) de 1863 msnm, correlacionando este techo con el techo de la secuencia heterogénea y modificando los límites de la profundidad de la base de la Unidad B definida por Marazuela et al. (2019) hacia el norte del salar, tratando de respetar las cotas laterales hacia el este y oeste como se observa en la Ilustración 46.

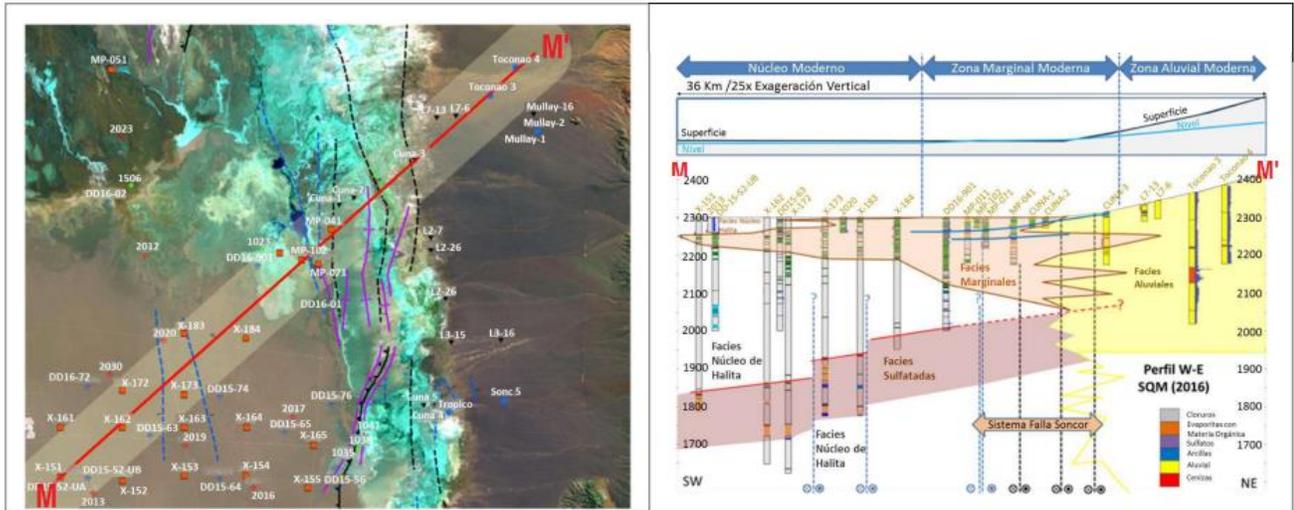


Ilustración 45: Sección suroeste-noreste que muestra la transición de facies evaporíticas en el núcleo, a facies marginales y aluviales distales en el sector de Soncor. Fuente: Modificado de SQM Salar S.A., (2019).

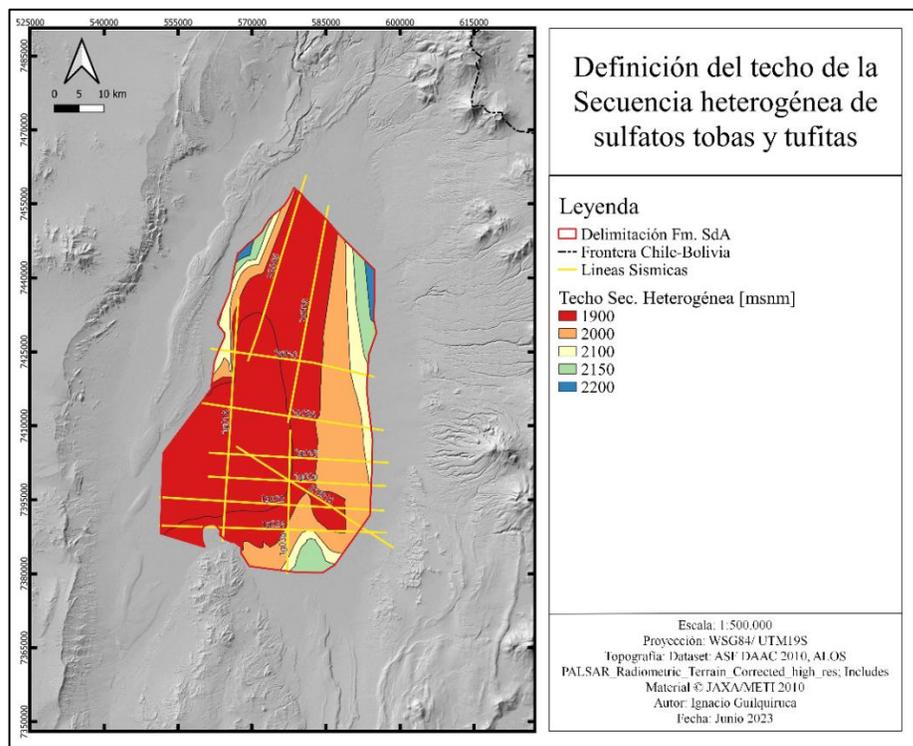


Ilustración 46: Definición del techo de la Secuencia heterogénea. Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que al SO del SFS, la profundidad reportada en este estudio, al igual que en Marazuela et al. (2019), no corresponde a la real, sin embargo, no se aplicaron

esfuerzos en modificarla pues se encontraría descartada por profundidad y espesor en base a antecedentes reportados en WSP (2022).

A partir de este mapeo del techo de la secuencia heterogénea se definió un área en SIG para el emplazamiento de cavernas, en donde se rasterizó el techo de la secuencia, restando posteriormente 140 m con tal de obtener la base de la secuencia heterogénea y por tanto, el techo de la halita teorizada. Los límites para esta área fueron realizados observando las secciones definidas en SQM Salar S.A. (2019, 2020, 2021) hacia los bordes este y sur y limitando con el SFS hacia el oeste, dividiendo además el polígono en dos subunidades las cuales fueron utilizadas más adelante como diferenciación para la litología de sobrecarga u overburden en ambas zonas, como se presenta en la Ilustración 47.

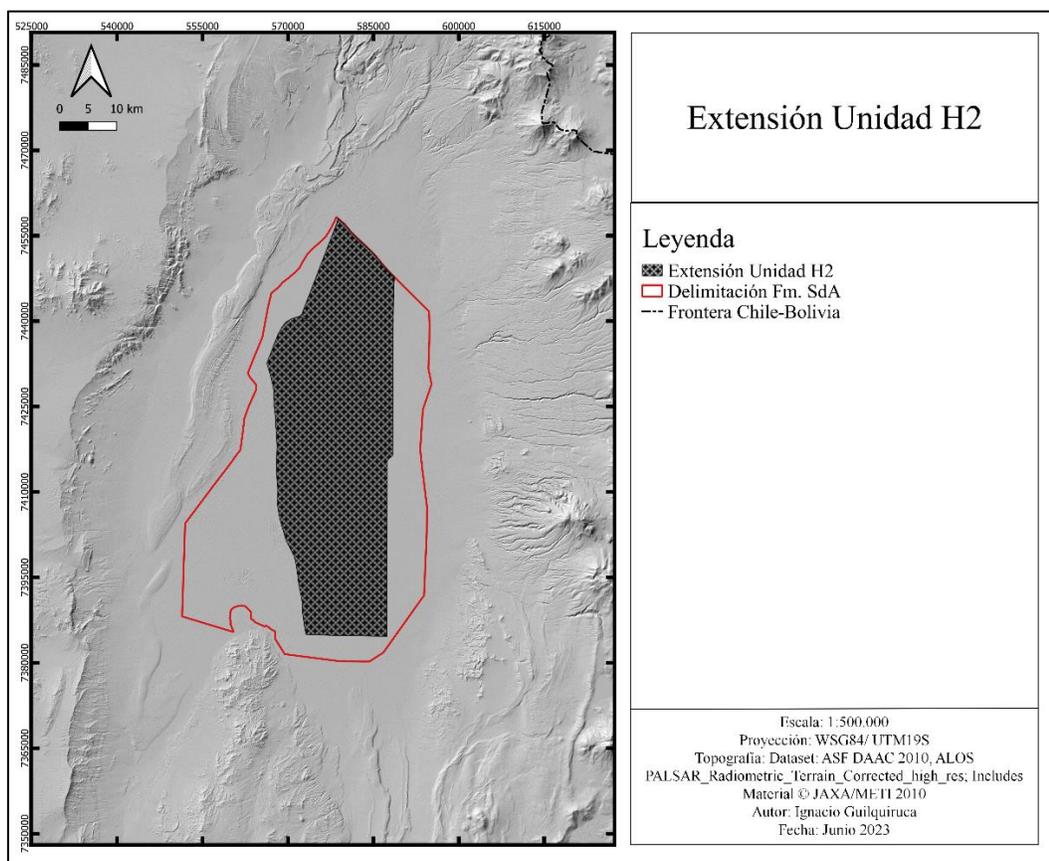


Ilustración 47: Extensión para el emplazamiento de cavernas en Unidad H2. Fuente. Elaboración propia.

En tanto, para el espesor de halita, este se encontraría en última instancia delimitado inferiormente por la base definida para Fm. SdA en SQM Salar S.A. (2017), no obstante, en el área se reporta la intercalación con distintas ignimbritas en el salar, aparte de otras

litologías como yeso, de esta forma, considerando un espesor conservador como el reportado en el sondaje X-172, se decidió asignar un espesor uniforme de 100 m para la Unidad H2 en toda el área considerada.

La evaluación final de la profundidad y espesor, al igual que para la Unidad H1, fue llevado a cabo una vez dispuestas las cavernas en el área a través de un muestreo ráster.

4.2.1.6. Propiedades de la sal

Caso de estudio 1: Halita de la Unidad H1

La Unidad H1 de este estudio ha sido descrita por otros autores como una unidad acuífera confinada. Existen pocos antecedentes respecto a la porosidad y permeabilidad de esta unidad. Las pruebas de conductividad hidráulica en (SQM Salar S.A., 2017) sitúan valores mínimos y máximos de 0.001 hasta 100 m/día respectivamente. De estos ensayos, no se especifican las profundidades de la toma datos, además de haber sido realizados en la sección oeste del núcleo, zona descartada para el emplazamiento de cavernas. Descripciones de muestras extraídas de los sondajes 2002 y 2005, presentadas en Bobst et al., 2001 y Lowenstein et al. (2003), describen la halita bajo los ~50 m de profundidad como un mosaico poligonal cristalino apretado y entrelazado con pocas inclusiones fluidas. La porosidad intercrystalina varía principalmente con la profundidad. En Bevacqua (1992) se describe que entre los 0 y 45 m se dispone un horizonte denominado "Zona de Alta Porosidad", con un rango medio de 20 % a 30 %. Su profundidad es mayor en la mitad oriental del Núcleo, donde, en general, supera 20 m, alcanzando hasta 45 m; en el resto del Núcleo varía entre 8 y 20 m. Bajo esta zona donde se encuentra la Unidad H1, Bevacqua (1992) reporta que la compactación aumenta hasta alcanzar una porosidad prácticamente nula; en cortes transparentes, se detecta una frecuente microporosidad primaria, tamaño limo y arcilla.

En Irrarázaval (2009) se describen sondajes realizados en el sector suroeste del salar hasta los 150 m de profundidad, destacando una ausencia de oquedades y fracturas en las muestras de halita más profundas.

Caso de estudio 1: Halita de la Unidad H2

Para la Unidad H2 no se halló registro respecto a propiedades de porosidad, permeabilidad u otros. Esta halita se encontraría según SQM Salar S.A. (2017, 2020, 2021) fuera de la zona de influencia de los flujos de salmuera que actúan en los acuíferos y estratos más superficiales en el salar. Esta halita teóricamente se encuentra a profundidades mayores que la perteneciente a la Unidad H1, por lo que el grado de compactación podría ser igual o mayor según los resultados de disminución de porosidad con la profundidad de Warren (2017).

4.2.2. Emplazamiento de cavernas

4.2.2.1. Disposición de la grilla

En un inicio se planteó una grilla hexagonal que cumpliera con el distanciamiento mínimo entre cavernas y el radio de 50 metros definido para cada una (Ilustración 48.a). A esta grilla hexagonal se le extrajeron luego los vértices y centroides los cuales fueron transformados a polígonos circulares de radio 50, los que finalmente fueron recortados a la extensión definida para Fm. SdA (Ilustración 48.b). Para eliminar cualquier caverna que pudo haber sufrido un recorte de su área en los límites, se calculó el área de los polígonos y se eliminaron de la tabla de atributos aquellos que no cumplieren con el área esperada, obteniendo así, el emplazamiento inicial de las cavernas.

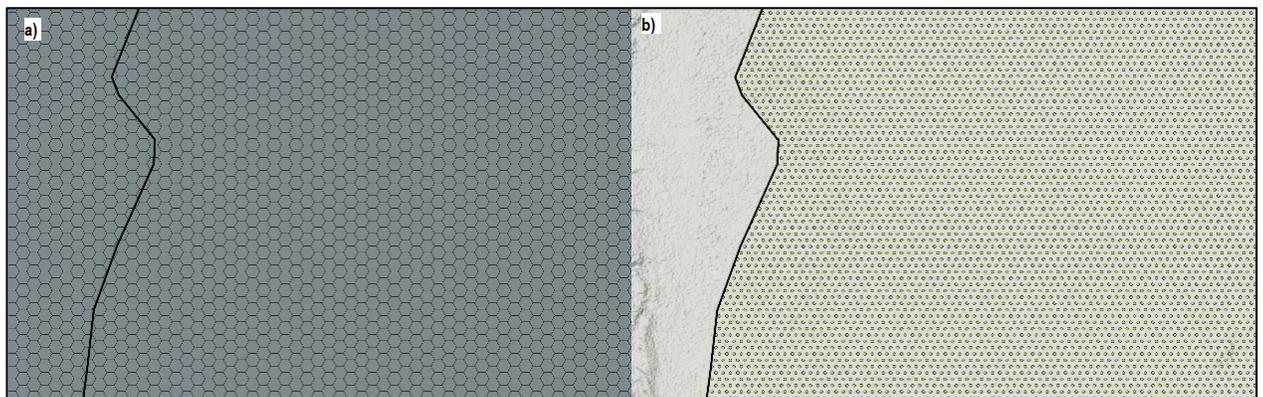


Ilustración 48: a) Detalle disposición de la grilla hexagonal. Fuente: Elaboración propia; b) cavernas recortadas a Fm. SdA. Fuente Elaboración propia.

4.2.2.2. Definición de zonas de exclusión

Áreas urbanas y rurales: Las zonas urbanas y rurales existentes en los límites mapeados para Fm. Salar de Atacama y/o a menos de 2.5 km, corresponden a la Localidad de San Pedro de Atacama y los diversos “Ayllus” emplazados a sus alrededores.

Para la delimitación urbana (Ilustración 49), se hizo uso de los límites del Plan Regulador Comunal [PRC] de San Pedro de Atacama de 1998, además de los propuestos en el proyecto “Actualización Plan Regulador Comunal San Pedro de Atacama” el cual aún no es oficial, sin embargo se encuentra aprobado por COREMA desde el 2010. Por último se hizo una identificación visual a través del uso de imágenes satelitales. Esto debido a que el PRC vigente (1998) representa una visión desactualizada de las áreas actualmente pobladas.

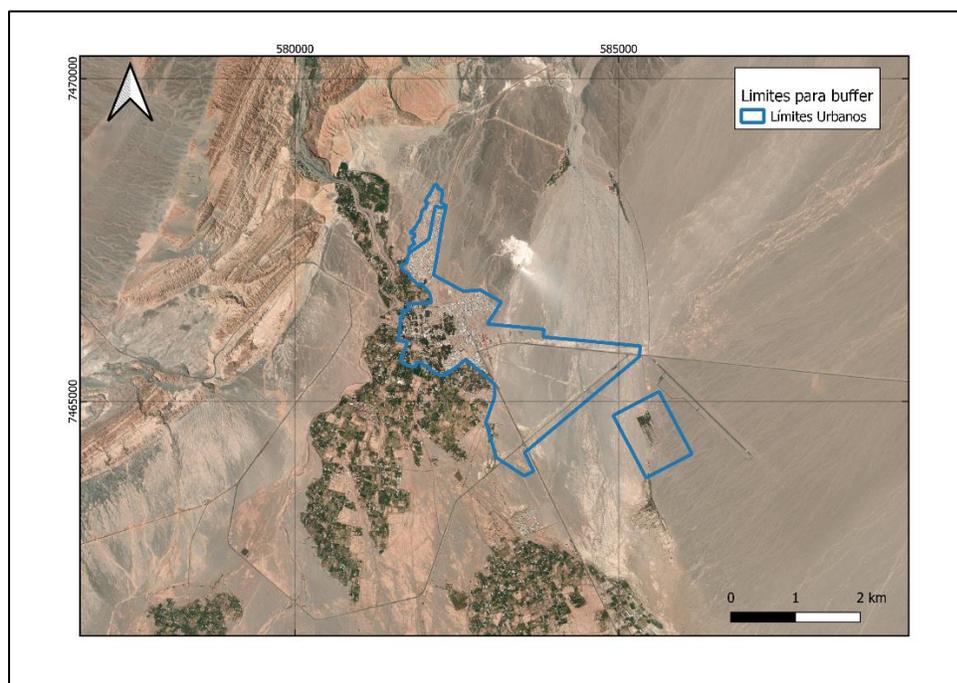


Ilustración 49: Delimitación áreas urbanas. Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, los límites rurales que abarcan los distintos Ayllus que colindan o se encuentran en las cercanías de la localidad de San Pedro de Atacama se definieron en base a la cartografía de (Aedo, 2012) y la identificación visual a través de imágenes satelitales con énfasis en las tierras cultivadas (Ilustración 50).

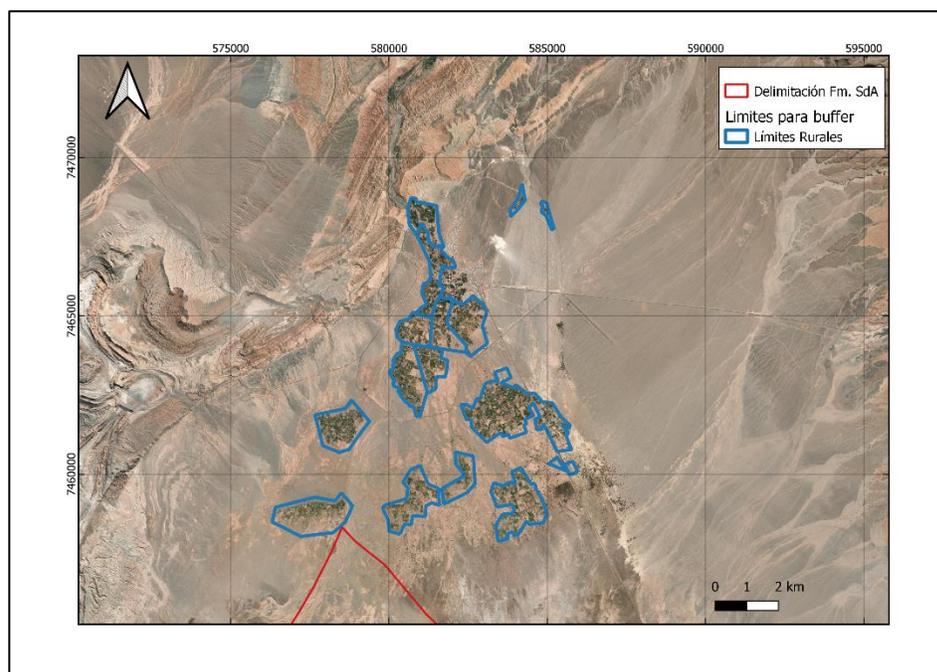


Ilustración 50: Delimitación áreas rurales. Fuente: Elaboración propia.

Áreas Protegidas: Las áreas protegidas que se encuentra dentro o colindantes con los límites definidos en este estudio para Fm. SdA corresponden a la Reserva Nacional Los Flamencos, la cual fue delimitada en base a las capas en formato .SHP provistas por la IDE Chile y el Sitio RAMSAR “Sistema Hidrológico Soncor” el cual se encuentra además dentro de la Reserva Nacional antes mencionada, generando principalmente 3 zonas de exclusión en el margen Oriental centro y norte del salar (Ilustración 51). El 2019 se incluyó dentro de la categoría “Santuario de la Naturaleza” el cuerpo de agua salobre Laguna Tebenquiche, la cual genera además una zona de exclusión en el centro del norte del salar (Ilustración 51).

Existe además otra categoría llamada “Sitios Prioritarios para la Conservación de la Biodiversidad”, el cual según la IDE la cual se refiere a “Áreas con oportunidad de emprender acciones de protección, privilegiándose aquellos que reúnen características ecosistémicas relevantes junto con consideraciones sociales y culturales.” (Sitios Prioritarios de Conservación de la Biodiversidad - Portal de Datos Abiertos, s. f.). dentro de esta categoría se encuentran los Ayllu de San Pedro de Atacama (área ya excluida bajo el buffer de zona rural) y todo el salar de atacama, lo que provocaría una exclusión en casi la totalidad de los límites de Fm. SdA, por lo que, en consecuencia, con la falta de legislación respecto a las concesiones que permiten infraestructura en estas áreas, esta categoría se dejará fuera del buffer de exclusión para este estudio.

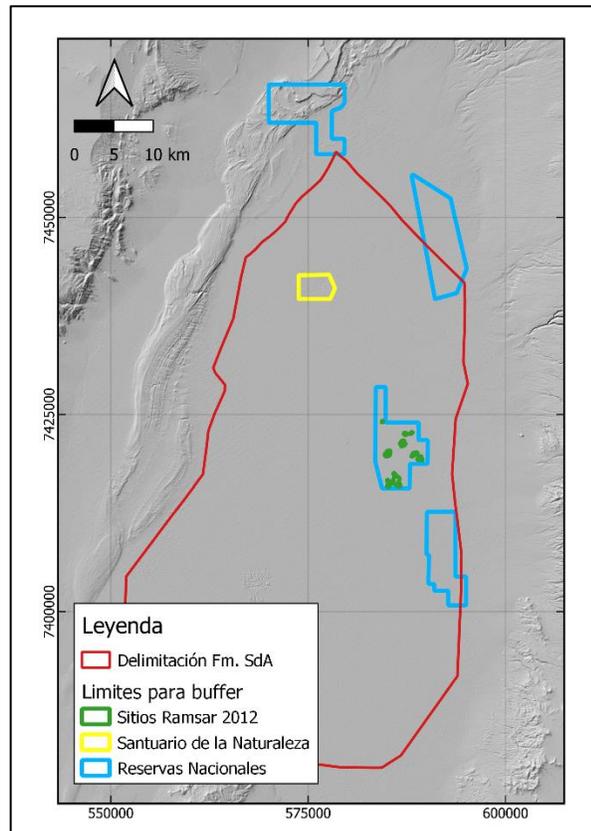


Ilustración 51: Límites áreas protegidas. Fuente: Elaboración propia.

Infraestructura: La infraestructura vial presente en la zona, corresponden a los distintos caminos que unen los alrededores del salar de atacama, para este estudio, se decidió mantener la totalidad de los caminos mapeados en la base de la IDE, realizado el 2019 sin aplicar una diferenciación entre autopistas, caminos pavimentados, sin pavimentar, etc. Bajo la intención de no intervenir las rutas establecidas para la comunidad, sumado a la poca influencia que estos tienen más allá de los límites de exclusión de las área urbanas y rurales.

Dentro o colindante a los límites de la Fm. San pedro, se reconocieron como infraestructura, las operaciones de minado de litio por bombeo de SOQUIMICH [SQM] y Al-bemarle, las cuales se encuentran en el núcleo del salar de atacama, utilizando una amplia superficie destinada a piscinas de sedimentación y evaporación en donde se concentran las aguas extraídas desde los acuíferos del salar además de los múltiples pozos de extracción de salmuera que se encuentran en la zona. Todo lo anterior fue delimitado para la aplicación del buffer de exclusión a partir de los límites definidos para las operaciones de extracción de Litio reportados en SQM (2021)

Además, se reconoció en la zona la línea de transmisión eléctrica de 110 Kv Tap Oeste- MINSAL que se conecta en la parte suroeste del salar con una de las operaciones de SQM.

Hacia el norte se reconoció y delimitó el Gasoducto Atacama-Chile que consta de dos líneas que atraviesan el Ayllu Vilama y los Ayllu al sur de San Pedro de Atacama. de las operaciones de SQM. Hacia el norte se reconoció y delimitó el Gasoducto Atacama-Chile que consta de dos líneas que atraviesan el Ayllu Vilama y los Ayllu al sur de San Pedro de Atacama Ilustración 52

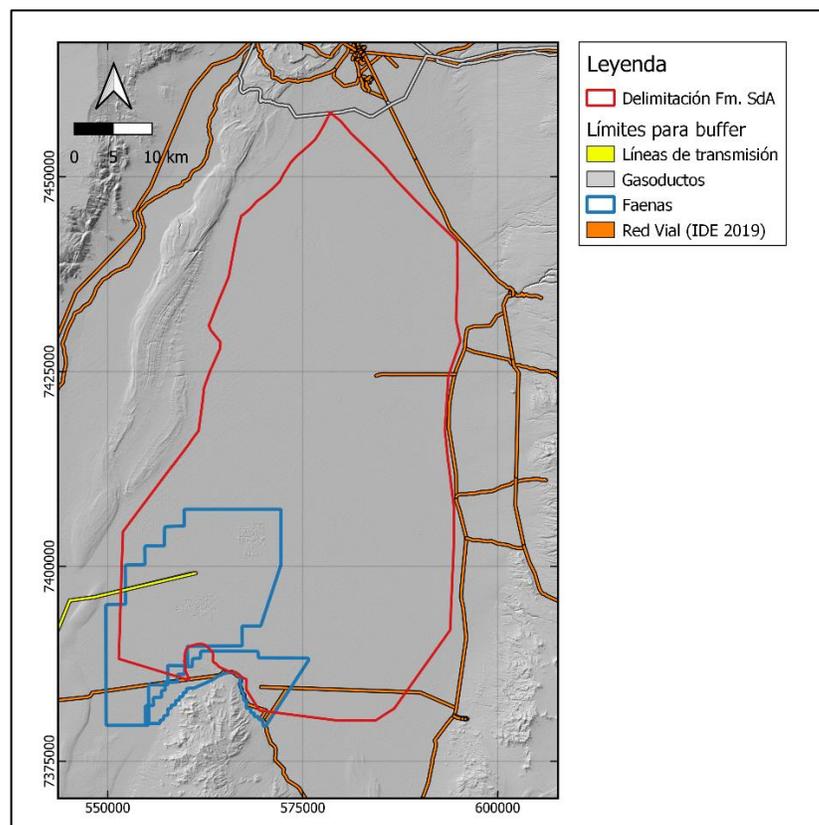


Ilustración 52: Delimitación infraestructura. Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que las concesiones que posee Albemarle y SQM (Ilustración 53) se extienden mucho más allá de los límites definidos para la infraestructura superficial en este trabajo, no obstante, WSP (2022) reporta que las extracciones de salmuera se realizan a profundidades de entre 45-50 m, mientras que los pozos de reinyección de agua al sistema acuífero rondan los 150m. Encontrándose así ambas operaciones fuera de los límites para el desarrollo de cavernas de sal por lo que a priori no sería necesaria la aplicación de

una zona de exclusión en torno a estas concesiones, no obstante, se considerará para el cálculo de capacidad en las unidades H1 y H1 ambos casos.

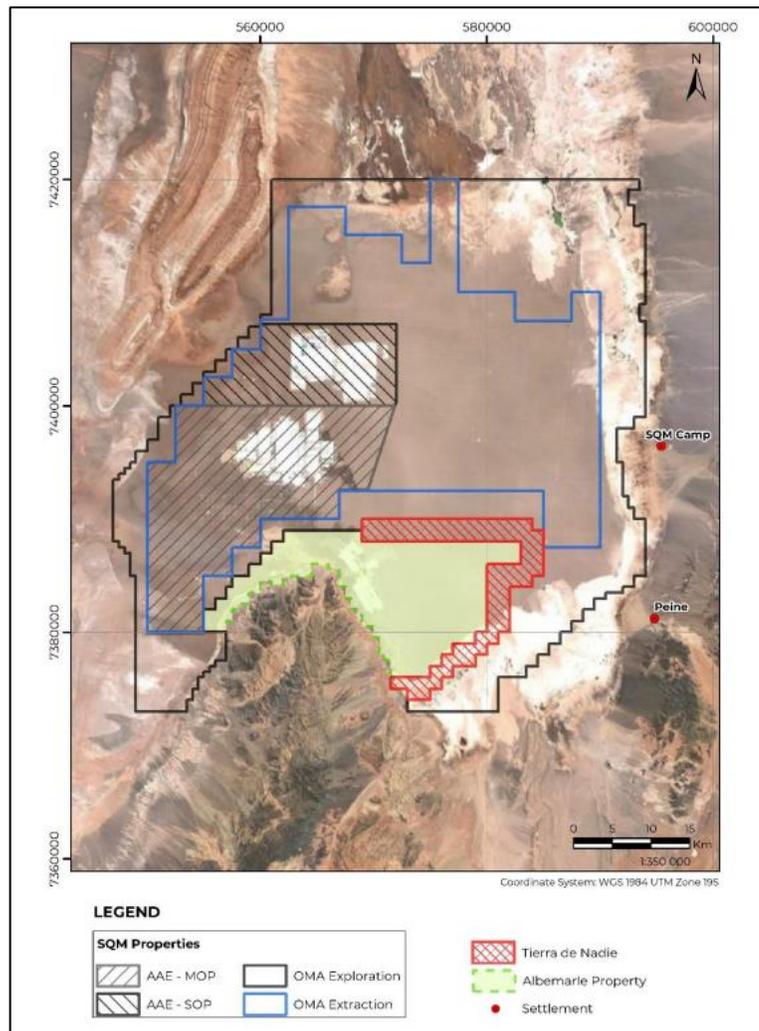


Ilustración 53: Concesiones en Salar de Atacama. Fuente: WSP, 2022.

Cuerpos de Agua: La hidrología de la zona es compleja, esto debido principalmente a que el Salar de Atacama representa el centro de la cuenca endorreica homónima, recibiendo múltiples afluentes, en su mayoría intermitentes desde los sectores oeste, norte y este, siendo los más característicos Río Vilama y San Pedro los cuales provienen del extremo norte del salar, en donde el río San Pedro alcanza una mayor extensión generando los depósitos aluviales deltaicos característicos del centro-este del salar. En la zona se pueden encontrar además los flujos que afloran en el centro este de la cuenca, los cuales alimentan los distintos sistemas lagunares reconocidos. Dada la escala, en este mapeo se

consideraron los afluentes principales de Río San Pedro y Vilama, descartando quebradas secas e intermitentes.

Respecto a los sistemas lagunares, estos se emplazan principalmente en la zona de facies marginales al Oeste, Norte y Sur del salar. Algunos de estos ya se encuentran excluidos por pertenecer a sitios de protección ambiental, por lo que en este punto se incluyeron: Laguna Cejar; Laguna Baltinache; Laguna Salada. La información anterior puede observarse en la Ilustración 54.

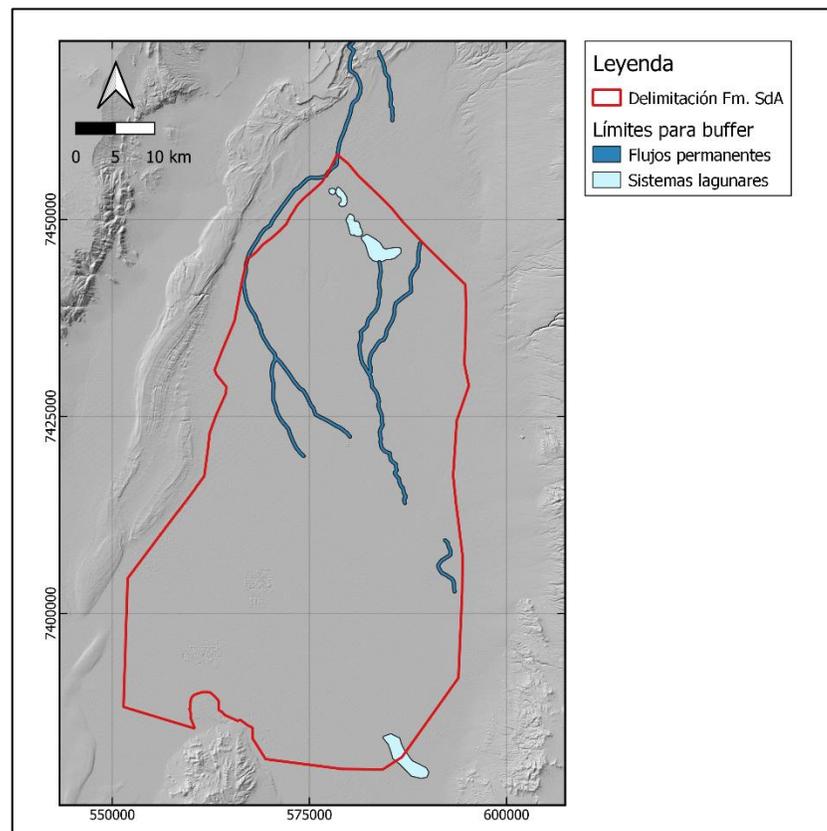


Ilustración 54: Delimitación cuerpos de agua permanentes. Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.3. Aplicación del buffer de exclusión

A partir de los distintos límites definidos para los tópicos que abarcan esta metodología, la grilla de cavernas ajustada a la extensión en Fm. SdA fue modificada aplicando los distintos buffers de exclusión en la zona. Al producto resultante de esta aplicación de buffers se le calculó nuevamente el área de las cavernas para eliminar cualquiera que haya

sido afectada por el recorte, resultando en un total de 80606 cavernas de radio 50 m sin considerar el área concesionada (Ilustración 55.a) y 39082 considerando el buffer por concesiones (Ilustración 55.b).

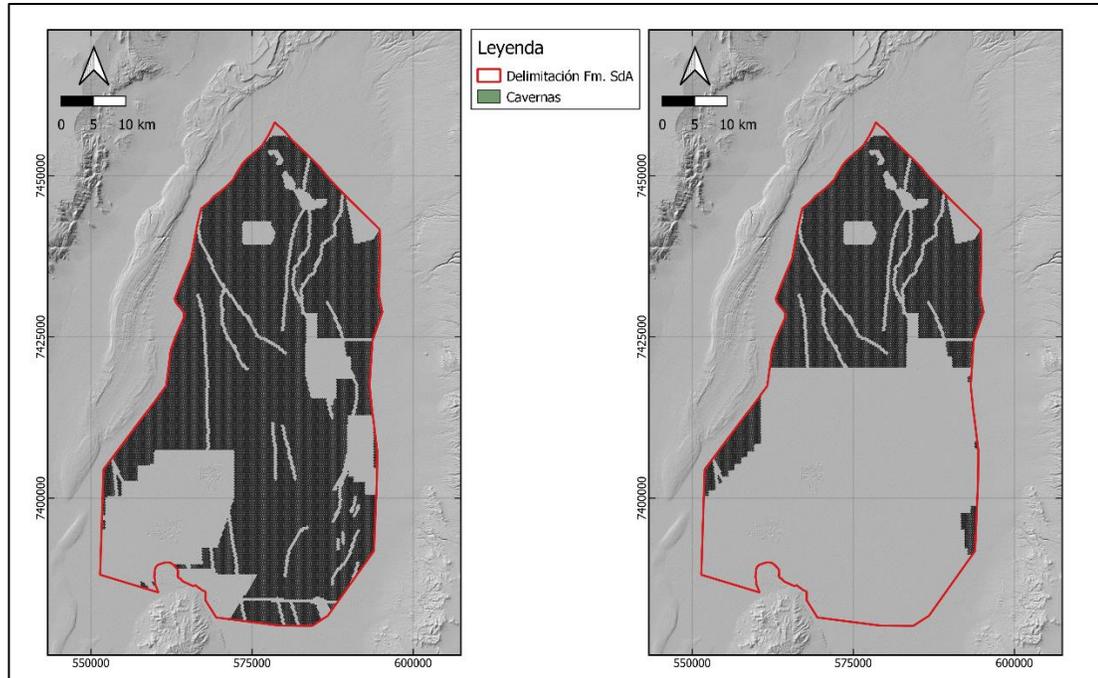


Ilustración 55: Aplicación de los buffers de exclusión; a) sin considerar concesiones; b) considerando concesiones. Fuente: Elaboración propia.

Caso de estudio 1: Cavernas en Unidad H1

Para el caso de la Unidad H1, se cortó la capa de cavernas bajo la extensión definida en la subsección 4.2.1.5. Para el caso que no considera las concesiones, el número de caverna emplazadas en el área alcanza los 39838 (Ilustración 56.a). Mientras que para el caso que considera las concesiones, el número de cavernas a modelar fue de 12807 (Ilustración 56.b).

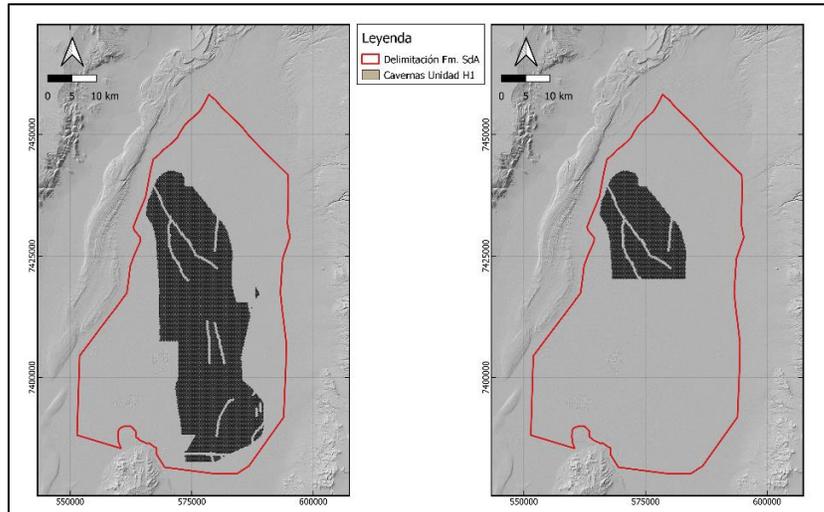


Ilustración 56: Cavernas en Unidad H1; a) considerando concesiones; b) sin considerar concesiones. Fuente: Elaboración propia.

Caso de estudio 2: Cavernas en Unidad H2

Para el caso de la Unidad H2, se cortó la capa de cavernas post aplicación de buffers bajo la extensión definida en la subsección 4.2.1.5. De esta forma para el caso que considera las concesiones, la cantidad de cavernas a modelar fue de 23736 (Ilustración 57.a). Mientras que para el caso sin concesiones fue de 50512 (Ilustración 57.b).

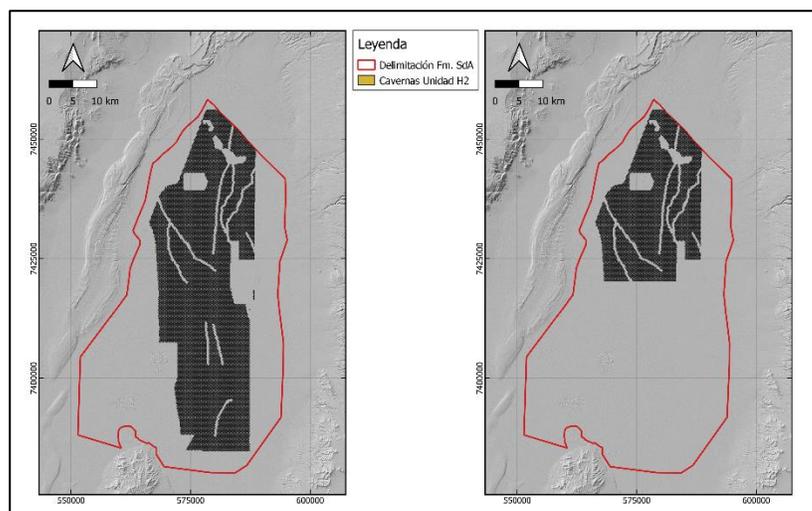


Ilustración 57: Cavernas en Unidad H2; a) considerando concesiones; b) sin considerar concesiones. Fuente: Elaboración propia.

4.2.3. Estimación de los volúmenes de H₂ almacenados

Caso de estudio 1: Estimación del volumen de hidrógeno almacenado en la Unidad H1

En este punto, se descartaron 1206 cavernas que no cumplieron con la altura mínima de 20 m. Además, a modo de simplificación se consideró la litología del overburden como halita con una densidad de 1200 kg/m³. Para el caso que no considera la zona de exclusión por concesiones, el mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en GWh por kilómetro cuadrado en la Unidad H1 se presenta en la Ilustración 58.

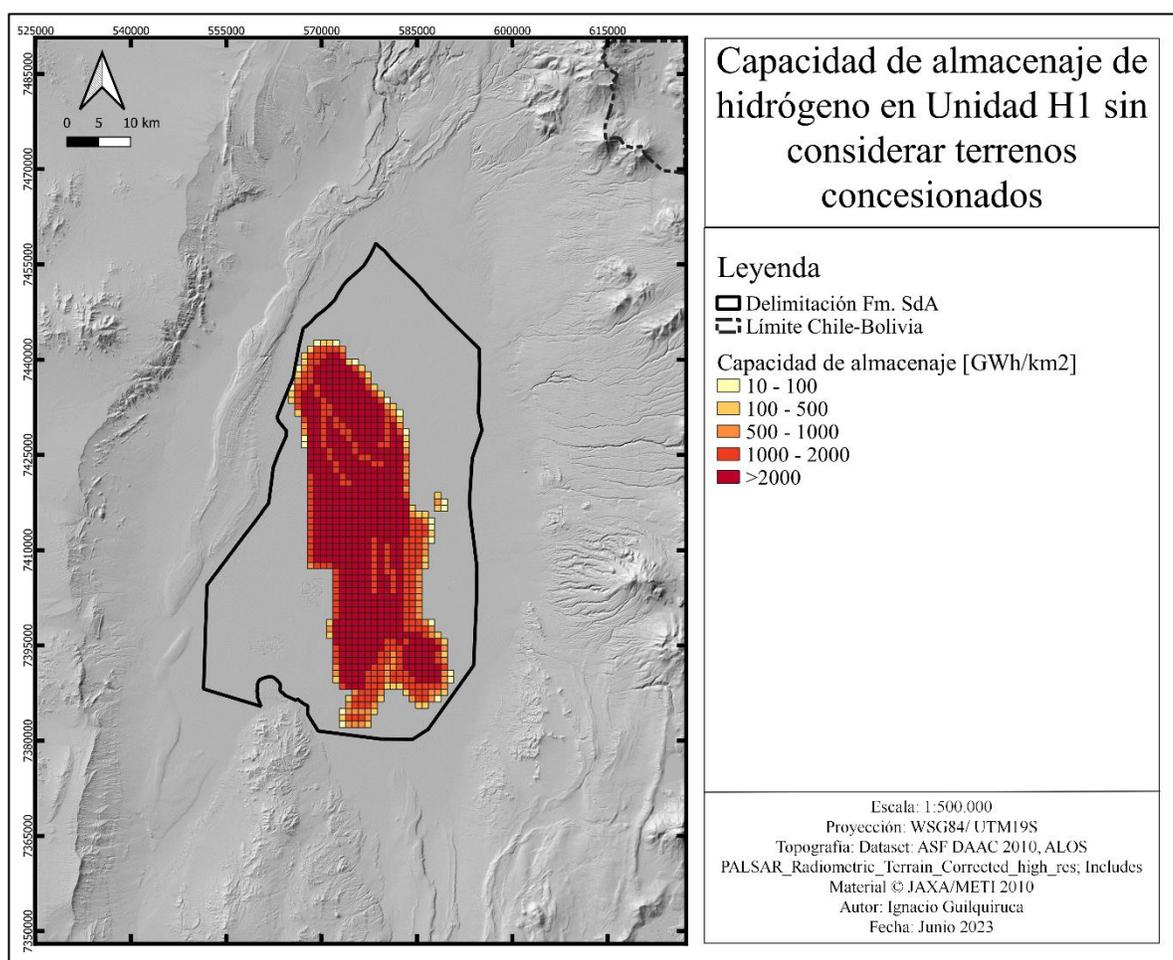


Ilustración 58: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en Unidad H1 sin considerar terrenos concesionados. Fuente: Elaboración propia.

La capacidad total de almacenaje teórico en las 38,632 cavernas modeladas asciende a los 1,541,937 GWh (~1542 TWh). En términos de volumen, la cantidad de hidrógeno extraíble de las cavernas sería de ~46,273 Kton. La altura promedio de las cavernas fue de 152m con un volumen corregido promedio de 586384 m³. La temperatura promedio del gas almacenado en las cavernas ronda los 22 °C. La presión máxima y mínima promedio de operación de las cavernas sería de 4116 Kpa y 1544 Kpa respectivamente, con una presión litostática promedio en el LCC de 5145 Kpa. Las densidades mínimas y máximas promedio que alcanza el hidrógeno son de 3 kg/m³ y 1 kg/m³ respectivamente.

Para el caso que considera la zona de exclusión por concesiones, el mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en GWh por kilómetro cuadrado en la Unidad H1 se presenta en la Ilustración 59.

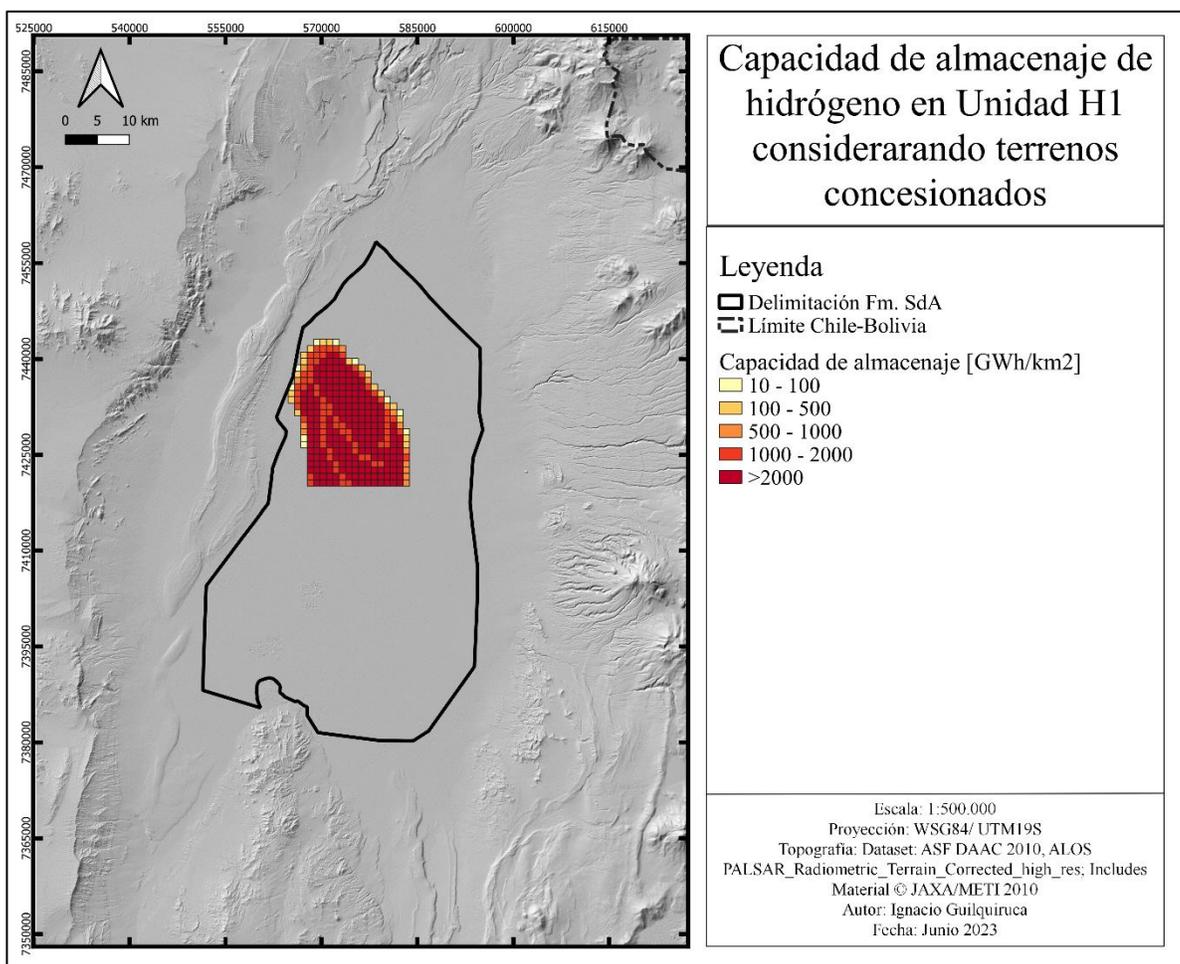


Ilustración 59: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno por kilómetro cuadrado en GWh para la Unidad H1 considerando la exclusión por concesiones. Fuente: Elaboración propia.

La capacidad total de almacenaje teórico en las 12807 cavernas modeladas asciende a los 551,455 GWh (~551 TWh). En términos de volumen, la cantidad de hidrógeno extraíble de las cavernas sería de ~16,540 Kton. La altura promedio de las cavernas fue de 164 m con un volumen corregido promedio de 632,357 m³. La temperatura promedio del gas almacenado en las cavernas ronda los 22 °C. La presión máxima y mínima promedio de operación de las cavernas sería de 4116 Kpa y 1544 Kpa respectivamente, con una presión litostática promedio en el LCC de 5145 Kpa. Las densidades mínimas y máximas promedio que alcanza el hidrógeno son de 3 kg/m³ y 1 kg/m³ respectivamente.

Caso de estudio 2: Estimación del volumen de hidrógeno almacenado en la Unidad H2

A modo de simplificación se consideró la litología del overburden como halita con una densidad de 1200 kg/m³. Desde el cambio de litologías observados en la sección A-A' de SQM (2020; 2021) hacia el sur, mientras que hacia el norte se consideró en la zona de sulfatos, la densidad del yeso ~2700 kg/m³, al igual que para la secuencia heterógena de sulfatos tobas y tufitas subyacente en ambos sectores.

Para el caso que no considera la zona de exclusión por concesiones, el mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en GWh por kilómetro cuadrado se presenta en la Ilustración 60. La capacidad total de almacenaje teórico en las 51201 cavernas modeladas asciende a los 2,266,190 GWh (2266 TWh). En términos de volumen, la cantidad de hidrógeno extraíble de las cavernas sería de 68,008 Kton. La altura de las cavernas es de 70m y un volumen corregido de 269392 m³, uniforme a toda el área definida. La temperatura promedio del gas almacenado en las cavernas ronda los 26 °C. La presión máxima y mínima promedio de operación de las cavernas sería de 10,618 KPa y 3980 Kpa respectivamente, con una presión litostática promedio en el LCC de 13,266 Kpa. Las densidades mínimas y máximas promedio que alcanza el hidrógeno son de 8 kg/m³ y 3 kg/m³ respectivamente.

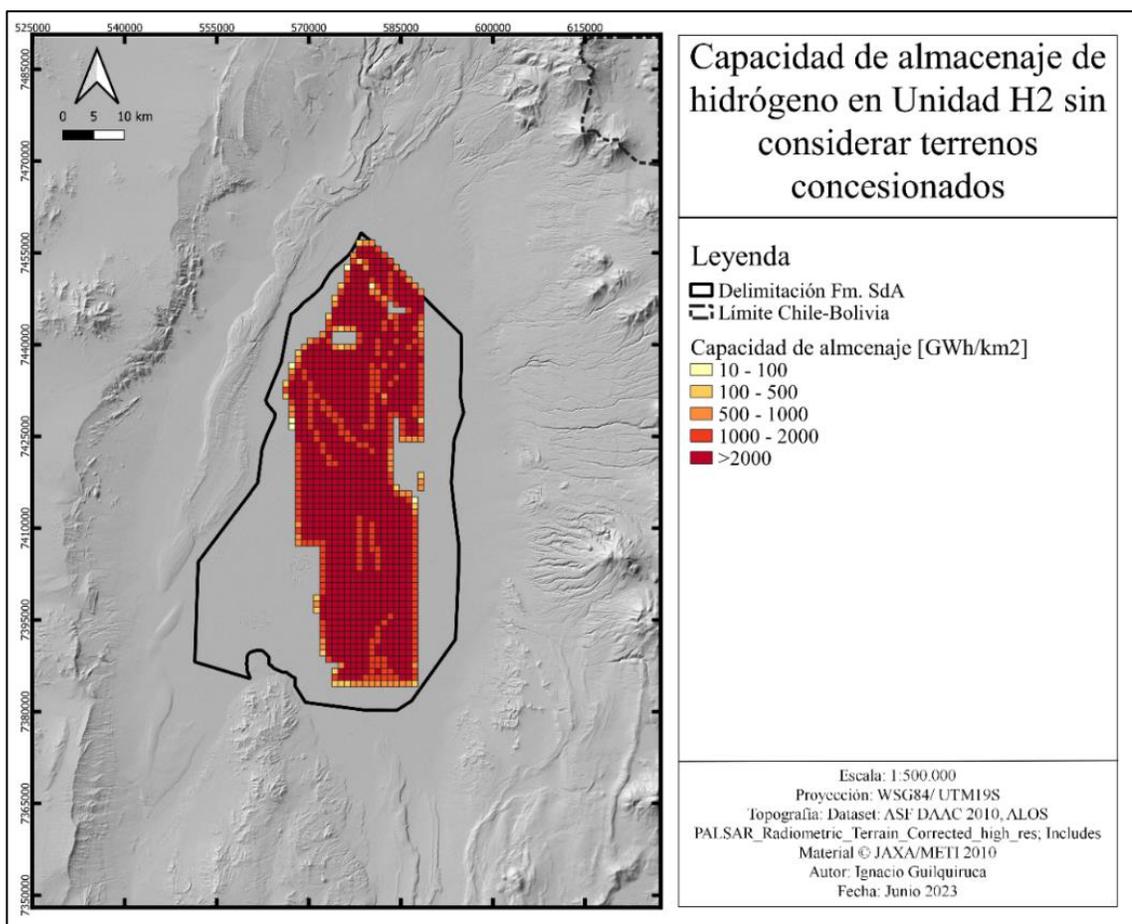


Ilustración 60: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en Unidad H2 sin considerar terrenos concesionados. Fuente: Elaboración propia.

Para el caso que considera la zona de exclusión por concesiones, el mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en GWh por kilómetro cuadrado se presenta en la Ilustración 61. La capacidad total de almacenaje teórico en las 23,918 cavernas modeladas asciende a los 34,164,063 GWh (34,164 TWh). En términos de volumen, la cantidad de hidrógeno extraíble de las cavernas sería de 1139 Kton. La altura de las cavernas es de 70 m y un volumen corregido de 269,392 m³, uniforme a toda el área definida. La temperatura promedio del gas almacenado en las cavernas ronda los 26 °C. La presión máxima y mínima promedio de operación de las cavernas sería de 11,449 Kpa y 4312 Kpa respectivamente, con una presión litostática promedio en el LCC de 11,4374 Kpa. Las densidades mínimas y máximas promedio que alcanza el hidrógeno son de 9 kg/m³ y 3 kg/m³ respectivamente.

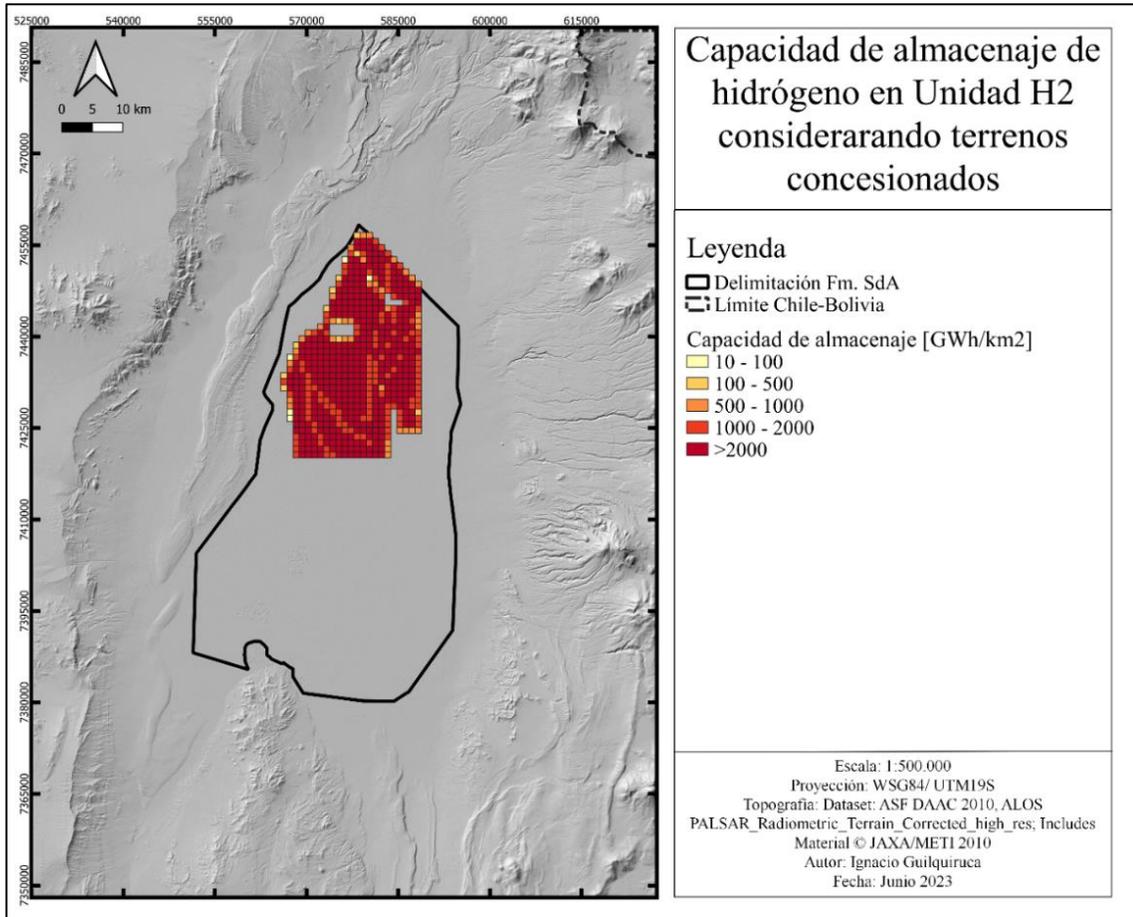


Ilustración 61: Ilustración 50: Mapa de capacidad de almacenaje de hidrógeno en Unidad H2 considerado terrenos concesionados. Fuente: Elaboración propia.

4.2.4. Análisis de sensibilidad a las variables geológicas

Los resultados del análisis de sensibilidad a las variables geológicas desarrollado para la Unidad H1 sin considerar concesiones se encuentra resumido en la Ilustración 62.

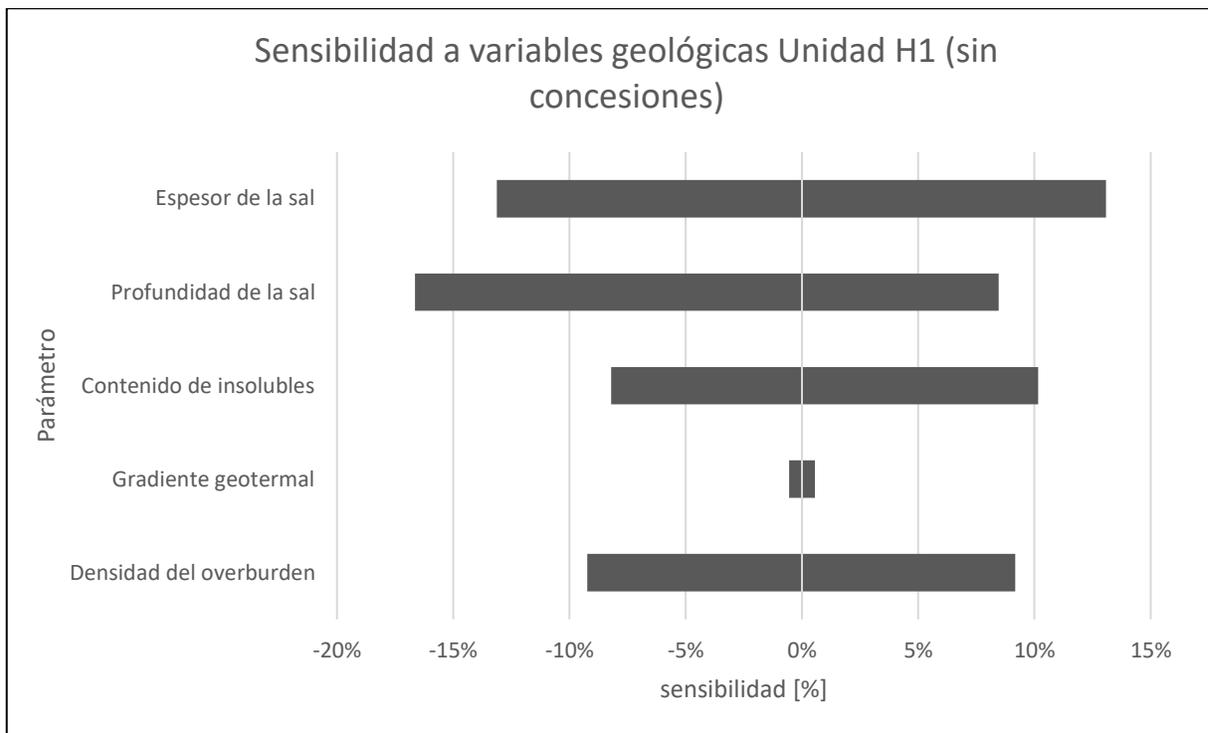


Ilustración 62: Análisis de sensibilidad a variables geológicas. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 5: Discusiones

5.1. Discusión de metodologías

5.1.1. Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en Chile (Escala 1:1.000.000)

El único antecedente similar en Chile a la identificación y filtro de formaciones salinas para ASH propuesta para este estudio, corresponde al trabajo desarrollado para sistemas CAES de C. A. Silva (2016). En principio, la identificación de sitios para sistemas CAES y ASH no dista en gran medida (Małachowska et al., 2022). No obstante los parámetros definidos en aquel trabajo se consideraron escasos y poco consistentes para los objetivos de este estudio, por lo que si bien, el proceso de identificación utilizó directrices similares, la etapa de filtro hizo uso de más criterios que los propuestos por C. A. Silva (2016).

Este estudio adoptó una serie de parámetros simples y efectivos a la hora de identificar y filtrar formaciones para ASH. Descartando aquellos con requerimientos de operaciones previas de almacenaje de sustancias y/o minado por lixiviación. Así, se considera que esta metodología muestra una buena adecuación a una fase conceptual de desarrollo de este tipo de proyectos. Sin embargo, la profundidad máxima adoptada para este estudio podría variar debido a nuevos antecedentes que proponen el desarrollo de cavernas de sal hiperprofundas en estratos salinos (+ de 2000 m) para el almacenaje de sustancias (Li et al., 2022; T. T. Wang et al., 2018). Por otro lado, cavernas a profundidades más someras a la profundidad mínima adoptada no han sido desarrolladas en el mundo, sin embargo, no se descarta la posibilidad de implementarlas, destacando la menor capacidad de almacenaje que estas tendrían, lo cual puede suponer una desventaja v/s el almacenaje en superficie en estanques debido a la menor presión de compresión.

Respecto al espesor, al igual que para el punto anterior, la definición de un espesor mínimo podría ser variable en torno a los requerimientos planificados para una caverna de sal. Sin perjuicio a esto, espesores menores implican menores capacidades de almacenaje, resultando en la misma posible desventaja frente al almacenaje en superficie en términos de capacidad por m³.

5.1.2. Capacidad de almacenaje de hidrógeno en formaciones salinas (Escala 1:500.000)

Se discute la aplicabilidad de esta secuencia metodológica pues los trabajos de las que se desprende no han sido puestos en aplicados en depósitos salinos del tipo salar activo como es Salar de Atacama.

5.1.2.1. Modelamiento de Cavernas

Los parámetros geométricos de las cavernas no fueron modificados pues se observó una buena correlación entre lo planteado por Williams et al. (2022) con lo propuesto por otros autores para estimaciones de primer orden.

Los parámetros de corrección se mantuvieron sin modificaciones para aquellos en los que no se cuenta con experiencia en Chile. Siendo la única modificación a estos la realizada a la IF a partir de la bibliografía disponible obteniendo finalmente un volumen corregido 2 % más alto que en la metodología propuesta por Williams et al. (2022). Es importante destacar que estos valores en la práctica pueden variar substancialmente de una caverna a otra. En particular, la fracción insoluble puede presentar una alta variabilidad lateral y debiese ser determinada por análisis geológicos y muestreo del subsuelo (Williams et al., 2022).

5.1.2.2. Análisis preliminar del entorno geológico

Comparativamente, a la escala de trabajo utilizada y debido a la cantidad de información disponible en el Salar, este estudio presenta una reducción en la profundidad de análisis relativo a Zheng et al. (2020), principalmente en el análisis estructural y las propiedades de la sal.

La resolución derivada del uso de imágenes de informes públicos para la definición de las profundidades y espesores de los estratos salinos implican una aproximación con un gran nivel de error a un modelo geológico de la zona de estudio, lo que sin embargo, a esta escala de trabajo representa un punto a favor pues existen otros estudios como el

de Caglayan et al. (2020) que no consideran variaciones en los espesores de las unidades de halita para la realización de estimaciones de capacidad, no obstante, a escalas de mayor detalle, la aplicación de modelos geológicos con una mayor cantidad de datos se tornaría indispensable para afinar las estimaciones aquí propuestas.

La evaluación propuesta para la aptitud general de la halita como reservorio para hidrógeno fue un punto débil de esta metodología comparado con el análisis de tecnologías de evaluación en Zheng et al. (2020). Esto se debió principalmente a que los autores de la metodología original plantean un análisis desde el punto de vista de la geotecnia mediante datos experimentales específicos y/o el análisis de las condiciones de minado por lixiviación de la zona. Mientras que, para este estudio, este análisis apuntó a la recopilación de antecedentes de estos estratos dentro del contexto hidrogeológico de la zona y análisis especulativos en torno a la posible diagénesis, compactación y pérdida de porosidad de la sal de roca.

5.1.2.3. Emplazamiento de cavernas mediante elegibilidad de tierras.

El espaciamiento entre cavernas, referido en la literatura como “pilar de seguridad”, considera valores mínimos y máximos entre 1.2 (Yu et al., 2022) y 2.5 (T. Wang, Yang, Yan, et al., 2015) veces el diámetro de la caverna, valores propuestos luego de la aplicación de modelos numéricos y parámetros in-situ de los sitios analizados. De esta forma, el valor propuesto por Williams et al. (2022) y adoptados en esta metodología, se encontraría dentro de rangos adecuados según los antecedentes disponibles, pero que podrían ser modificados bajo condiciones de estabilidad geomecánica de la zona de estudio.

Los buffers de exclusión para cada tópico se consideran una buena herramienta de aproximación pues corresponden a las mayores distancias halladas en la literatura, no obstante, estos debiesen adecuarse al contexto país en términos legislativos y relativos a las condiciones de estabilidad en las zonas que presentan fallas.

5.1.2.4. Estimación de los volúmenes de H₂ almacenados

La decisión de mantener el flujo de trabajo propuesto por Williams et al. (2022) se derivó de la gran similitud en los métodos hallados. Por tanto, este se adecuaría a la experiencia mundial y a la realidad nacional.

Para la estimación del gradiente geotermal, se utilizó como parámetro extra la conductividad termal de la sal de roca. Este valor se encuentra en discusión debido a que fue obtenido bajo un promedio entre dos valores cercanos a lo esperado a partir de los dominios de temperatura expuestos en Marazuela et al. (2019). El valor resultante del gradiente geotermal (13 °C/Km), contrastado con los valores promedio para los primeros km en la corteza terrestre de 25 °C/Km (DiPietro, 2013) representa un gradiente geotermal bajo, lo cual es visto como un punto favorable para el desarrollo de ASH (Lewandowska-Śmierczalska et al., 2018). Valor que podría verse justificado respecto a los promedios mundiales debido a la existencia de una corteza más fría y compacta bajo el salar (Arriagada et al., 2006; Marazuela et al., 2019) y la alta conductividad termal de la sal de roca. No obstante, esta aproximación debiese ser contrastada con mediciones en sondajes.

5.1.2.5. Análisis de sensibilidad a variables geológicas

Esta metodología, a diferencia de Williams et al. (2022) no consideró más de un caso, no obstante, esto sería adecuado debido a que ambos casos de estudio se desarrollaron en la misma cuenca, a diferencia del autor de la metodología que planteó la estimación en 3 cuencas diferentes.

5.2. Discusión de resultados: “Identificación y filtro de formaciones salinas para ASH en Chile (Escala 1:1.000.000)”

5.2.1. Identificación de formaciones

Los depósitos identificados en este estudio correspondieron a los mismos reconocidos por C. A. Silva (2016), siendo principalmente salares fósiles y activos, todos ellos con una expresión de facies de halita en superficie. Al igual que en C. A. Silva (2016), la principal razón de descarte se debió a que correspondían a salares del tipo playa con profundidades centimétricas (Risacher et al., 2003).

A Excepción de CdIS, todos los depósitos identificados tendrían edades Neógenas. Ninguna de las metodologías consultadas plantea la identificación de sales de edades tan recientes, esto principalmente a que los depósitos salinos de los países en donde se aplicaron las metodologías presentan estratos y estructuras salinas de edades Paleozoicas y Mesozoicas en donde se desarrollan actualmente algunos proyectos de minado por lixiviación, ASG y ASH.

El caso de CdIS, corresponde a la expresión en superficie de Formación San Pedro en estructuras de flujo diapirico, gatilladas probablemente por la tectónica de la zona en la que se depositó (Pananont et al., 2004). En el mundo las metodologías que implican la identificación de este tipo de estructuras incluyen ejemplos de domos salinos con expresión superficial, por ejemplo, Poza la Sal en España (Valle-Falcones et al., 2022) o Qarn Alam en Omán (Al Rizeiqi et al., 2022).

5.2.2. Aplicación de criterios de filtro

En este estudio, el uso de más criterios de filtro con valores específicos resultó en el descarte de 4 de los 6 sitios de C. A. Silva (2016). En donde gran parte de las sales estratificadas identificadas fueron descartadas en primera instancia debido a la baja profundidad de enterramiento de los estratos, lo que se explica principalmente debido a que corresponden a sales neógenas, y por lo tanto, no existen otros depósitos consolidados de

gran espesor yaciendo sobre éstas. Mientras que, en términos de espesor, las sales identificadas podrían ser capaces de albergar cavernas de sal dentro de ellas.

Un caso particularmente interesante, correspondió a la interpretación de la existencia de una estructura de diapiro salino en la subsuperficie del Salar de Punta Negra por G. S. Silva (2019), que, de ser confirmada, podría configurarse como un caso de estudio para ASH debido a las profundidades a las que se emplazaría y su espesor asociado.

Las únicas formaciones que cumplieron con los criterios adoptados en este estudio fueron Fm. Salar de Atacama y Fm. San Pedro, ambas ubicadas en la Cuenca del salar de atacama, esto representa un área acotada de trabajo. En comparación, por ejemplo, con el reconocimiento de formaciones llevado a cabo por Caglayán et al. (2020), Williams et al. (2022), Tarkowski (2017), Tarkowski y Czapowski (2018) u Al-Rizeiqi et al. (2022). En donde existen múltiples formaciones y estructuras salinas distribuidas en más de una cuenca, en profundidades y espesores adecuados para el planteamiento de cavernas de sal para ASH.

5.2.3. Selección del caso de estudio

Debido a que ambas formaciones identificadas se encuentran en la misma cuenca y prácticamente limitando una con otra, la decisión se redujo a optar por aquella con una mayor extensión que permitiese el planteamiento de un campo de cavernas. No obstante, la toma de decisiones respecto a dónde invertir esfuerzos para la investigación y desarrollo de operaciones de ASH, implica una gama mucho más amplia de tópicos a tener en consideración y/o aplicación de metodologías de ranking como la propuesta por Lewandowska-Śmierchalska et al. (2018).

Algunas de las consideraciones a tener antes de plantear un proyecto de ASH tienen que ver con los aspectos sociales, ambientales y económicos presentes para los sitios en donde se planea la construcción de una o un campo de cavernas de sal.

Dentro de los aspectos ambientales, uno de los más importantes tiene relación con el uso de los recursos hídricos y manejo de la salmuera residual producto de la construcción de las cavernas. Este análisis debiese realizarse, sobre todo considerando la situación de escasez hídricas en el Norte del País.

Dentro de los aspectos sociales Hematpur et al. (2023) los subdivide en dos categorías, aceptación social y creación de empleos. El primero tiene que ver con la percepción local de las comunidades ante el desarrollo de un proyecto de ASH en la zona seleccionada, mientras que el segundo considera las oportunidades de trabajo que pueden generarse a partir de estos proyectos. Nematí et al. (2020) considera además una tercera categoría que tiene que ver con la cultura local y como un proyecto de este tipo debiese velar por la no intervención de ellas. Punto importante para tratar debido a los diversos pueblos originarios de larga data que habitan la zona.

Finalmente dentro de un análisis económico de la situación, Nematí et al. (2020) describe distintas categorías de análisis en torno a este tópico que considera entre otros, los costos asociados a los recursos humanos que requiere la operación de un centro de ASH, la proximidad a los recursos como agua y generación de energía, la infraestructura disponible en la zona, la inversión inicial para el desarrollo de cavernas y el costo de almacenaje, tomando en cuenta la cadena de valor completa del hidrógeno.

Todos estos análisis han quedado fuera de este estudio, sin embargo, una aproximación a los factores económicos puede hallarse en el trabajo de Lord et al. (2014), es donde se describen los costos asociados a cada uno de los elementos involucrados en el desarrollo de ASH en cavernas de sal y otros medios. Abordando por ejemplo los costos asociados al gas, el minado, los sistemas de inyección y extracción, tuberías y pozos, etc. Por ejemplo, tan solo considerando el costo de minado (23 US\$/m³), la generación de la caverna de mayor volumen planteada en este estudio (719661 m³) tendría un costo asociado de US\$ 16552203 lo que en pesos chilenos [CLP] corresponderían a 13240 millones de pesos aproximadamente (considerando una tasa de cambio de 800 CLP /US\$).

5.3. Discusión de resultados: “Capacidad de Almacenaje de Hidrógeno del Salar de Atacama (1:500.000)”

5.3.1. Evaluación preliminar del ambiente geológico: Formación Salar de Atacama [Fm. SdA.]

5.3.1.1. Formación Salar de Atacama (Antecedentes)

Existe un parámetro dentro de algunas metodologías de selección de sitios para ASH que evalúa el desarrollo del sitio, en torno a la cantidad de información disponible. Esto implica que mientras más caracterizada e investigada una zona, existe una mayor favorabilidad para el desarrollo de ASH disminuyendo la cantidad de recursos que deben invertirse en las etapas de prefactibilidad.

El Salar de Atacama en general, es una zona intensamente investigada desde el punto de vista de la geología. Si bien, los datos geológicos/geofísicos recabados en las numerosas campañas de estatales y privados realizadas en el salar, no son de carácter público. Se puede encontrar mucha información relativa a ellos en informes, tesis y papers de acceso abierto. La zona mejor caracterizada del salar corresponde aproximadamente a los primeros 400- 600 m desde la superficie, esto se debe principalmente a las operaciones de minado de litio desarrolladas por SQM y Albemarle, además de las actualizaciones al modelo hidrogeológico y EIA que deben ser realizados con frecuencia para el monitoreo y mejora de las operaciones en el salar.

Otra fuente importante de datos corresponde a las campañas geofísicas y realización del Pozo Toconao-1 durante las exploraciones de hidrocarburos de los 80's, bajo las cuales se han desarrollado numerosos estudios e interpretaciones respecto a la génesis de la cuenca y geometría del subsuelo.

De esta forma, el salar podría considerarse una zona bastante caracterizada en términos geológicos por lo que marcaría una condición favorable para el desarrollo conceptual de operaciones de ASH.

5.3.1.2. Zonificación del área de estudio

La zonificación del área de estudio no forma parte de alguna de las metodologías revisadas. Esta subdivisión en distintos dominios por geología y por ubicación espacial, fueron de utilidad para una mejor comprensión y análisis de la compleja geología de la zona. A escalas más sitio específicas la zona además podría ser subdividida en más secciones que abarquen una diferenciación de las facies marginales, zonas de transición y delimitaciones más exactas, por ejemplo, en torno a los límites del salar o a delimitación de las Facies del Delta de Río San Pedro.

5.3.1.3. Estructural

La Cuenca del Salar de Atacama, formada inicialmente en una posición de antepaís, a oeste del arco magmático Cretácico de la Cordillera de la Costa. Evolucionó posteriormente a su ubicación actual de antearco interno luego de periodos compresivos, extensionales (?), el movimiento del arco volcánico hacia el este y el levantamiento de la cordillera occidental (Arriagada et al., 2006; Bascuñán et al., 2018). Específicamente durante la deposición de evaporitas de la Fm. SdA se ha identificado un régimen compresivo acompañado una inversión de las estructuras previas, resultantes en una intensa tectonización de la cuenca y el levantamiento de la cordillera de la sal. Esta se expresa en los múltiples sistemas de fallas inversas de alto ángulo y monoclinales que intersecan y deforman las unidades salinas en un sistema de sedimentación sintectónica (Jordan et al., 2007; Jordan, Muñoz, et al., 2002).

Desde el punto de vista del ASH, en una escala cualitativa, las sales altamente tectonizadas, marcan una situación desfavorable para el desarrollo de cavernas de sal (Lewandowska-Śmierzchalska et al., 2018). Por otro lado, realizando un análogo a la identificación de sitios favorables para CAC, un ítem a evaluar corresponde al arreglo tectónico, en donde las cuencas ubicadas en una zona de convergencia de placas y actividad volcánica como es el Salar de Atacama poseen puntuación mínima en este ítem (Llamas & Cienfuegos, 2012) Por ejemplo, en el trabajo realizado por Bachu (2003) para el filtro y ranqueo de cuencas sedimentarias para CAC. El arreglo tectónico en el que se encuentra Chile

(Ilustración 63) se presenta como uno de los menos favorables para esta tecnología, la cual, como se observó en el trabajo de Lemieux et al. (2019; 2020), se encuentra relacionada a la favorabilidad para el desarrollo de ASH. Destacando que mínima puntuación, no implica el descarte de la zona sino que una menor favorabilidad.

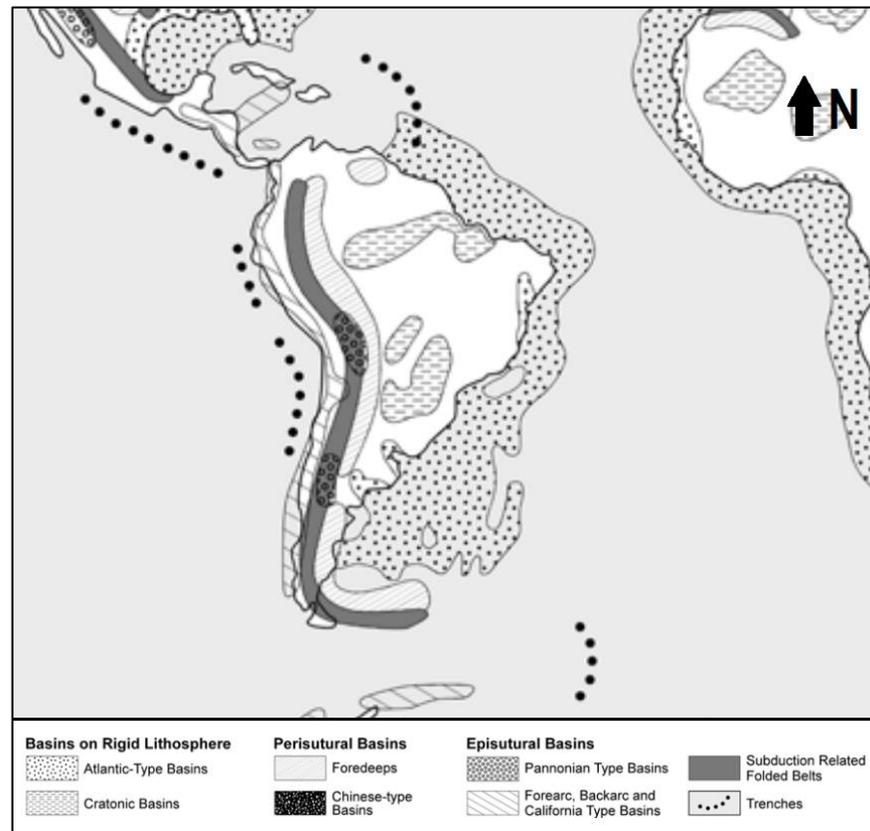


Ilustración 63: Tipos y distribución de cuencas sedimentarias. Fuente: Modificado de Bachu, 2003.

Por ejemplo, gran parte de los trabajos desarrollados en torno al ASH se ubican en cuencas cratónicas y de antepaís como Canadá, Polonia y Reino Unido (Lemieux et al., 2019; Tarkowski et al., 2017; Williams et al., 2022). Un análogo podría realizarse con China, país con arreglo tectónico convergente, no obstante, los recursos salinos de aquel país se encuentran distribuidos en contextos extensivos tipo graben – medio graben con cercanía a fallas normales (T. Wang, Yang, Ma, et al., 2015). Por lo que no es posible plantear similitudes. De esta forma, no se encontró información relacionada al almacenaje de sustancias en cuencas evaporíticas con régimen compresivo en una posición de antearco.

Respecto a la delineación de las fallas existentes en el salar, en proyectos de ASH a escalas de mayor detalle, la caracterización intensiva de las fallas presentes debe ser realizada minuciosamente a través de ensayos geofísicos con tal de evitar el compromiso estructural del reservorio. Por lo tanto, la delimitación de fallas a esta escala tan solo aplicaría para una mirada a grandes rasgos en la cuenca y debiese ser tomada tan solo como una guía para aplicar esfuerzos de investigación en zonas lejanas a ellas.

5.3.1.4. Reconocimiento de facies de Halita

Los trabajos realizados por Jordan et al. (2007), Jordan, Godfrey, et al. (2002), Jordan, Muñoz, et al. (2002) y las modificaciones por SQM Salar S.A. (2017), reconocen la existencia de facies relacionadas a halita en todo el salar y a diversas profundidades. Durante este trabajo, se pudo reconocer y delimitar a grandes rasgos las facies más superficiales del salar. Por lo tanto, en última instancia las facies evaporíticas del Salar de Atacama se restringirían a los mapas de isopacas de Jordan et al. (2007) Jordan, Muñoz, et al. (2002) y SQM Salar S.A. (2017).

Discrepancias en las descripciones de Pozo Toconao-1 y los distintos informes consultados, plantean dudas respecto a la composición de las secuencias que no se abarcan en este estudio, por ejemplo, Jordan, Muñoz, et al. (2002) describe 8 secuencias ricas en halita, mientras que interpretaciones de Bascuñán et al. (2021) interpreta en base al registro sísmico y de densidad la presencia de extensos estratos de siltita en las secciones inferiores de Pozo Toconao-1, mientras que en López et al. (2020) se describe que hacia la base de Pozo Toconao-1 se encontraría principalmente anhidrita. Por lo tanto, la persistencia de halita en profundidades mayores debiese ser revisada minuciosamente tomando en cuenta el contexto deposicional de fraccionamiento de las facies de carbonatos, sulfatos y cloruros, en un ambiente tectónicamente activo. Pues, de ser confirmados estratos de halita en mayor profundidad, el planteamiento de un campo de cavernas podría ser mucho más provechoso en términos de las presiones de confinamiento del gas respecto al overburden.

Caso de estudio 1: Extensión Unidad H1

La delimitación inicial de esta unidad, en la práctica podría variar substancialmente debido a las extensas zonas a las que se extrapolaron los límites de las secciones geológicas utilizadas.

Caso de estudio 2: Extensión Unidad H2

Esta unidad posee escasa evidencia respecto a su distribución en subsuperficie y se basa principalmente en la teorización respecto a las secciones inferiores de algunos sondeos y los trabajos de Jordan et al. (2007), Jordan, Godfrey, et al. (2002), Jordan, Muñoz, et al. (2002). Así, los límites inicialmente definidos para su extensión son en parte arbitrarios y podrían no corresponder a la realidad del salar en profundidad.

5.3.1.1. Profundidad de enterramiento y espesor de los estratos de halita

El hecho de que es salar constituya una superficie con una altura relativamente estable y sin grandes cambios de pendiente, se configura como una característica favorable para el desarrollo de ASH pues facilita el acceso en toda su superficie.

Relativo a la resolución del DEM, al tratarse de un estudio a escala 1:500.000 y a la poca variación de la altitud en el salar. Se considera una buena aproximación la utilización de un modelo provisto por ASF DATA SEARCH. Mientras que para trabajo a más detalles se requerirían correcciones con mediciones in-situ para una mejor calibración de los datos.

Caso de estudio 1: Profundidad y espesor Unidad H1

Para el techo de H1, el ráster aquí definido muestra un buen comportamiento relativo a las secciones interpretadas en las EIA por SQM Salar S.A. (2020;2021), respetando la suavidad en los cambios de espesor entre un punto y otro. Sin embargo, cabe destacar que tanto las secciones utilizadas como la interpolación realizada son a escalas bastante grandes, con kilómetros de diferencia entre muestreo de sondeos y pudiesen existir discrepancias entre lo aquí representado y la distribución en profundidad de la unidad, más aún tomado en consideración el proceso de georreferenciación bajo el cual se definieron los límites para la interpolación.

Respecto a la base definida para H1, si bien los cambios de profundidad observado en los perfiles no son tan abruptos, el ráster empleado no abarca estos cambios con suavidad pues los datos definidos no permitieron una buena interpolación. Por lo tanto,

existen áreas en profundidades intermedias que no se encuentran representadas en este trabajo. En secciones adyacentes al SFS, se observaron profundidades interpretadas mayores a los 1900 m que define como mayor profundidad el ráster, por lo que las cavernas allí representadas podrían tener alturas mayores a las trabajadas en este estudio.

Caso de estudio 2: Profundidad y espesor Unidad H2

Este caso de estudio presenta muchas interrogantes en torno a las geometrías aquí propuestas y la composición real de esta unidad, pudiendo en muchos casos no corresponder a facies de halita y/o no encontrarse a las profundidades aquí definidas.

5.3.1.1. Propiedades de la sal

Caso de estudio 1: Halita de la Unidad H1

La habilidad de la halita presente en la Unidad H1 para funcionar como roca sello se encuentra en discusión debido a ser una unidad considerada como hidrogeológicamente activa por los diversos informes consultados. Dentro de los autores consultados, no se evidencia la proposición de un salar activo como reservorio para ASH ni se hallaron datos relativos a las propiedades geomecánicas de la sal en estos sistemas por lo que realizar un análogo a otro caso de estudio resulta imposible.

Caso de estudio 1: Halita de la Unidad H2

Dentro de la Unidad H2, la halita teorizada se encontraría fuera del dominio de flujos de salmuera reconocido para los niveles más superficiales del salar. Por lo que, si bien, no existe registro de ensayos que determinen la calidad geotécnica de la sal de roca, esta halita podría encontrarse lo suficientemente compacta para actuar como reservorio. Esto sustentado en el estudio de Warren (2017) quien plantea una pérdida total de la permeabilidad de la sal al encontrarse en el dominio mesogenético, lo que debiese ser confirmado o descartado por estudios futuros en la zona.

5.3.2. Emplazamiento de cavernas

5.3.2.1. Disposición de la grilla

A diferencia de la metodología original la cual plantea una grilla a través de un complemento para SIG. La grilla definida en este trabajo se realizó a partir de distintas herramientas las cuales entregan un resultado similar, pues el software utilizado no era compatible con el complemento. Esta disposición se realizó para un espacio rectangular y no necesariamente refleja la cantidad máxima de cavernas que pueden ser emplazadas en una figura irregular, pues este método no se encuentra optimizado para cada polígono.

5.3.2.2. Definición de zonas de exclusión

El Salar de Atacama se encuentra en general alejado de cualquier tipo de infraestructura, excepto aquellas que implican la extracción de recursos de él. Por lo tanto, si bien algunas delimitaciones podrían encontrarse desactualizadas, por ejemplo, la red vial proporcionada por el IDE (actualizada al 2019), no serían factores que modifiquen los resultados expuestos en este trabajo, pues difícilmente nuevos caminos se generarían al interior del salar.

5.3.2.3. Aplicación del buffer de exclusión

Las mayores zonas de exclusión en este estudio vinieron de la mano de las áreas de protección ambiental y zonas de extracción o concesiones en el salar. A parte de estos dos ítems, las zonas de falla ampliamente distribuidas en el salar generan otras zonas importantes de exclusión que podrían verse ampliadas según la identificación de nuevas estructuras, redelimitación, o cambio de las distancias mínimas a éstas. Caminos, áreas pobladas, redes eléctricas y de gas no generan mayores zonas de exclusión en el salar por su lejanía a este.

5.3.3. Estimación de los volúmenes de H2 almacenados

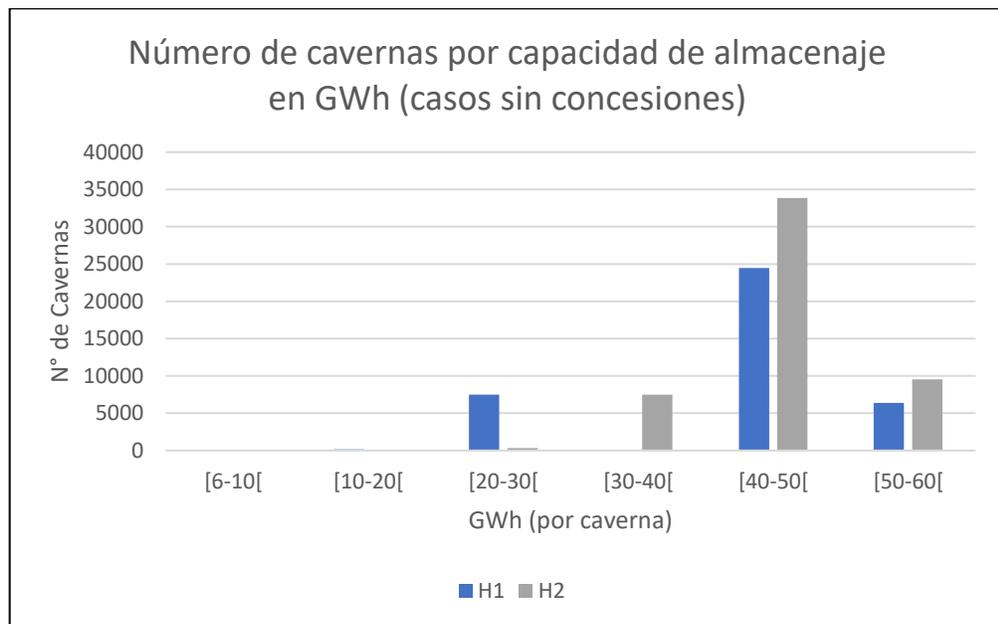
La capacidad teórica de almacenaje de hidrógeno en el Salar de Atacama se encontraría entre los 551- 2266 TWh o 16450- 68008 KtonH₂ respectivamente, dependiendo del subcaso analizado. El planteamiento de cualquiera de estas cavernas debiese ser evaluado luego de un detallado análisis y evaluación de las condiciones geológicas in situ, a través de exhaustivas campañas de exploración, incluyendo la adquisición de datos sísmicos, sondeo y testeos de laboratorio de la sal. Por lo tanto, las estimaciones aquí calculadas, debiesen ser tomados como los máximos posibles bajo las condiciones geológicas expuestas. En la práctica, muchas de las cavernas podrían ser inviables debido a condiciones como, por ejemplo, la existencia de excesivo material insoluble o litologías que no corresponden a halita.

A pesar de que el hidrógeno aún no se constituye como un combustible ampliamente utilizado, todas las proyecciones nacionales e internacionales apuntan a una diversificación de los mercados y usos de este combustible. En el mejor de los casos, la cantidad de hidrógeno que pudiese ser almacenado tan solo en el Salar de Atacama podría cubrir en el caso de menor almacenaje (Capacidad en Unidad H1 considerando concesiones) 27 veces las necesidades de hidrogeno al 2050 según las estimaciones de Zúñiga et al. (2020).

Las capacidades de almacenaje aquí obtenidas comparadas con los resultados de Williams et al. (2022) para Reino Unido, muestran que para el caso más alto (Unidad H2 sin concesiones) la capacidad calculada es un 5 % mayor que la calculada para aquel país (2151 TWh). A pesar de constituir una pequeña fracción por sobre Reino Unido, la cantidad de cavernas necesarias para alcanzar esta capacidad en el Salar de Atacama sería más del triple de las modeladas (13100) por Williams et al. (2022). Esto se debe principalmente a que las cavernas plantadas en reino unido se emplazarían en promedio entre los 699 - 1524 m de profundidad, mientras que para el caso de mayor almacenaje en SdA, las cavernas propuestas se emplazarían en promedio a 550 m de profundidad. Esto marca inmediatamente una menor capacidad por caverna relativo a la compresión alcanzada por el hidrógeno debido a la presión litostática.

En general, la capacidad de almacenaje por caverna tanto para el caso en Unidad H1 como en Unidad H2 se encuentra en el rango de los 40- 50 GWh (Ilustración 64). Las cavernas modeladas por Williams et al. (2022) se encuentran entre los 40- 200 GWh por caverna, dependiendo de la cuenca analizada. Esto explica la menor cantidad de cavernas

necesarias en Reino Unido para alcanzar características similares en términos de capacidad de almacenaje.



*Ilustración 64: N° de cavernas por capacidad de almacenaje en Unidades H1 y H2 (sin concesiones).
Fuente: Elaboración propia.*

Respecto a Europa bajo los resultados de Caglayan et al. (2020), Chile (considerando el caso de mayor almacenaje) poseería tan solo en Salar de Atacama un 14 % de la capacidad total de Europa considerando cavernas on-shore y off-shore y 50 % de la capacidad de almacenaje considerando tan solo cavernas on-shore en aquellos países.

A diferencia de Europa, la capacidad de almacenaje en Chile se encuentra concentrada en un solo lugar. Pues tan sólo en la Cuenca del SdA se han reconocido facies de halita a las profundidades y espesores requeridos para ASH en Fm SdA y Fm. San Pedro, cuya estimación de capacidad no fue abordada en este estudio.

A diferencia por ejemplo de Francia (Caglayan et al., 2020), la capacidad de almacenaje en Chile no se ve mermada por la gran cantidad de zonas habitadas en donde se emplazan los depósitos evaporíticos.

Este estudio no abarca el análisis de usuarios finales para la capacidad de almacenaje estimada. Independiente a lo anterior, el Salar de Atacama cuenta con excelente conectividad en términos de infraestructura vial, red eléctrica y red de gas.

5.3.4. Análisis de sensibilidad a las variables geológicas

Este análisis se implementó tan solo para ejemplificar la variación que puede tener la capacidad en un caso de estudio ante el cambio de supuestos e interpretaciones respecto a la geología de la zona. De forma más detallada podrían considerarse además otros tópicos como la variación en la distancia entre cavernas, espesores de sal sobre y bajo la caverna o presiones máximas y mínimas admisibles durante la operación de ASH.

Bajo el análisis realizado, aquel parámetro que representa la disminución porcentual más alta en términos de capacidad de almacenaje corresponde a la profundidad del estrato salino, pues tan solo una variación de 20 m más somero que lo planteado para todas las cavernas implicaría una disminución aproximada del 16 % a las estimaciones realizadas. Por otra parte, el parámetro que representa la mayor variación porcentual en el aumento de la capacidad corresponde a un aumento de 20 m para los espesores de la sal definidos, otorgando un extra de 14 % aproximadamente en capacidad. Por último, aquel parámetro que representa la menor variación tanto positiva como negativa en la capacidad de almacenaje corresponde al aumento o disminución del gradiente geotermal. Las razones de esto pueden derivarse del bajo gradiente geotermal en el salar y la baja sensibilidad de la densidad del hidrógeno en este nivel de temperaturas, mientras que la variación de la presión tendría un efecto mayor en este punto, lo que explicaría la gran sensibilidad de la capacidad a la variación de la profundidad.

Comparando estos resultados con lo obtenido por Williams et al. (2022). El factor con mayor peso en las cavernas modeladas en su estudio corresponde al espesor de la sal, mientras que la profundidad, al igual que gradiente geotermal, poseen una baja incidencia en términos de capacidad. Mientras que la variación a la densidad del overburden y contenido de insolubles parecen tener un efecto similar de aumento o disminución de la capacidad, cercanos al +/- 10 %.

Capítulo 6: Conclusiones

A pesar de ser una tecnología que existe hace varias décadas, los sistemas de almacenaje subterráneo de hidrógeno no cuentan con una práctica estandarizada en torno a los procesos bajo los cuales este tipo de proyectos debiesen ser llevados a cabo. En esta línea las formaciones salinas se presentan como el tipo de reservorio con mayor grado de progreso tecnológico en comparación a las formaciones porosas y de roca cristalina, existiendo un auge reciente de investigaciones en torno a las posibilidades que cada país podría tener para la implementación de estos sistemas. De esta manera, este estudio cumple con presentar las bases teóricas en torno al ASH, enfocándose en las posibilidades del desarrollo de cavernas de sal, por lo tanto, bajo los supuestos que considera este estudio, las secuencias metodológicas empleadas demuestran que Chile posee condiciones favorables para el desarrollo de operaciones de ASH en formaciones salinas hallando 2 candidatos que cumplen con los criterios geológicos básicos en torno a la profundidad y espesor de emplazamiento para cavernas por lixiviación.

El Salar de Atacama es una zona ampliamente estudiada desde el punto de vista geológico, presentando una gran oportunidad de reutilización de datos disponibles durante las primeras fases de evaluación para proyectos de ASH. Disminuyendo los costos asociados a las exploraciones iniciales para la definición de zonas más favorables para el planteamiento de cavernas de sal.

De zanjarse la cantidad de incertezas respecto a la capacidad de sello, contenido de insolubles y reconocimiento en profundidad de las facies evaporíticas del Salar de Atacama, Chile podría poseer una innegable capacidad de almacenaje de hidrógeno que rondaría los 551- 2266 TWh. Pudiendo convertirse en un centro de acopio y distribución de es combustible, capaz de suplir con creces la totalidad de los requerimientos a escala país que Chile necesitaría de aquí al 2050 bajo los objetivos de descarbonización de la matriz energética comprometidos en la firma del Acuerdo de París. Incluso, de confirmarse Facies de halita a mayores profundidades que las teorizadas en este estudio, la capacidad de almacenaje teórico podría verse incrementada en gran medida debido a las mayores presiones de compresión que podrían alcanzarse.

Sumado a esta posible capacidad de almacenaje, la región de Antofagasta posee un amplio potencial en términos de ERNC, el cual podrían alimentar la generación de hidrógeno a partir de electrólisis. No obstante, bajo Williams et al. (2022), las cavernas aquí

teorizadas, no podrían ser destinadas al balance energético inter-estacional, debido a la baja capacidad individual de cada caverna frente a los 120 GWh mínimo por caverna que esta aplicación exige.

En cuanto a las limitaciones de este estudio, estas se hallaron principalmente en la falta de normativas en torno al hidrógeno, las que debiesen en un futuro ser capaces de entregar las directrices en torno a los límites de carácter ambiental, social y definir los requerimientos geológicos y energéticos para una operación segura. Por otra parte la falta de ejemplos en Chile en torno al almacenaje de sustancias en medios geológicos y existencia de minería de sal por lixiviación no permitió la realización de comparaciones y/o reutilización de datos durante este trabajo.

Con relación a estudios futuros, a pesar de que las opciones para ASH en cavernas de sal se ven limitadas geográficamente a la Cuenca del Salar de Atacama, trabajos posteriores podrían explorar la posibilidad de almacenaje en acuíferos, depósitos de hidrocarburos en la región de Magallanes y cavernas en roca cristalina. Más aún, nuevas investigaciones que planteen el uso del Salar de Atacama como reservorio, debiesen ser capaces de abordar las distintas aristas en las que este tipo de operaciones tienen impacto, considerando variables económicas, demográficas y medioambientales, sobre todo tomando en cuenta los usos de agua y profunda situación de escasez hídrica que atraviesa la región y el país.

Bibliografía

- International Energy Agency, I. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*. www.iea.org/t&c/
- Aedo, H. (2012). *Conflictos por el agua en los ayllus de San Pedro de Atacama, II región*.
- Al Rizeiqi, N. M., Al Rizeiqi, N., & Nabavi, A. (2022). Potential of Underground Hydrogen Storage in Oman. *Journal of Advanced Research in Applied Sciences and Engineering Technology*, 27(1), 9–31.
- ALVAREZ, E. (1984). *Exploración del Salar de Pederuales, Atacama, mediante imágenes Landsat procesadas por ordenador*.
- Andersson, J., & Grönkvist, S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 11901–11919. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2019.03.063>
- Arriagada, C., Cobbold, P. R., & Roperch, P. (2006). Salar de Atacama basin: A record of compressional tectonics in the central Andes since the mid-Cretaceous. *Tectonics*, 25(1).
- Bachu, S. (2003). Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44(3), 277–289.
- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., & Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International journal of greenhouse gas control*, 1(4), 430–443.
- Ballesteros, H. O. B., & Aristizabal, G. L. (2007). Información técnica sobre gases de efecto invernadero y el cambio climático. *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales-IDEAM. Subdirección de Meteorología (Bogotá, Colombia)*. 96p.
- Bascuñán, S., Maksymowicz, A., Martínez, F., Hernández, M. J., Becerra, J., & Arriagada, C. (2021). Multi-proxy insights into the structure and geometry of the tectonic boundary at the Cordillera de Domeyko-Salar de Atacama border: An example of the interplay between basement and foreland basins. *Tectonophysics*, 807, 228818.
- Beardsmore, G. R., & Cooper, G. T. (2009). Geothermal systems assessment – Identification and mitigation of EGS exploration risk. *Proceedings*.

- Bell, I. H., Wronski, J., Quoilin, S., & Lemort, V. (2014). Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library CoolProp. *Industrial & engineering chemistry research*, 53(6), 2498–2508.
- Bevacqua, P. (1992). Geomorfología del salar de Atacama y estratigrafía de su núcleo y delta, Segunda Región de Antofagasta, Chile. *Memoria de Título (Inédito)*, Universidad Católica del Norte, Facultad de Ingeniería y Ciencias Geológicas, 1–284.
- Birol, F. (2019). *The Future of Hydrogen (IEA)*. Paris.
- Bobst, A. L., Lowenstein, T. K., Jordan, T. E., Godfrey, L. V, Ku, T.-L., & Luo, S. (2001). A 106-ka paleoclimate record from drill core of the Salar de Atacama, northern Chile. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 173(1–2), 21–42.
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793–6805.
- Carneiro, J. F., Matos, C. R., & van Gessel, S. (2019). Opportunities for large-scale energy storage in geological formations in mainland Portugal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 99, 201–211. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.09.036>
- Casas, E., & Lowenstein, T. K. (1989). Diagenesis of saline pan halite; comparison of petrographic features of modern, Quaternary and Permian halites. *Journal of sedimentary Research*, 59(5), 724–739.
- CertifHy. (s. f.). *CertifHy-The first European Guarantee of Origin for Green & Low Carbon Hydrogen*.
- Chong Díaz, G., Demergasso, C., Urrutia Meza, J., & Vargas, M. (2020). El Dominio Salino del norte de Chile y sus yacimientos de minerales industriales. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 72(3).
- Chong, G. (1988). The cenozoic saline deposits of the chilean andes between 18°00' and 27°00' south latitude. En H. Bahlburg, C. Breitzkreuz, & P. Giese (Eds.), *The Southern Central Andes: Contributions to Structure and Evolution of an Active Continental Margin* (pp. 137–151). Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/BFb0045179>
- Chong, G., Mendoza, M., García-Veigas, J., Pueyo, J. J., & Turner, P. (1999). Evolution and geochemical signatures in a Neogene forearc evaporitic basin: the Salar Grande (Central Andes of Chile). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 151(1–3), 39–54.

- Chong, G., Pueyo, J. J., & Demergasso, C. (2000). Los yacimientos de boratos de Chile. *Revista geológica de Chile*, 27(1), 99–119.
- Cihlar, J., Mavins, D., & Van der Leun, K. (2021). Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system. *Guidehouse: Chicago, IL, USA*, 52.
- CNE, C. N. de E. (2022). *INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN*.
- CNH2. (s. f.). *Hidrógeno - Centro Nacional de Hidrógeno*. Recuperado 21 de mayo de 2023, de <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>
- Correa, M., Barría, C., & Maluenda, B. (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*.
- Crotogino, F., Donadei, S., Bünger, U., & Landinger, H. (2010). Large-scale hydrogen underground storage for securing future energy supplies. *18th World hydrogen energy conference*, 78, 37–45.
- Cyran, K. (2020). Insight into a shape of salt storage caverns. *Archives of Mining Sciences*, 65(2).
- Deloitte, C. (2016). *Sector energía I: Marco regulatorio y matiz energética Chile*.
- Dingman, R. J. (1963). *Cuadrángulo Tular. Provincia de Antofagasta. Escala 1: 50.000*.
- DiPietro, J. A. (2013). Keys to the interpretation of geological history. *Landscape evolution in the United States*, 327–344.
- Energy Storage Association. (s. f.). *Hydrogen Energy Storage*. Recuperado 21 de mayo de 2023, de <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage/>
- Ennis-King, J., Michael, K., Strand, J., Sander, R., & Green, C. (2021). Underground Storage of Hydrogen: Mapping Out Options for Australia. *Future Fuel CRC*.
- Epelle, E. I., Obande, W., Udourioh, G. A., Afolabi, I. C., Desongu, K. S., Orivri, U., Gunes, B., & Okolie, J. A. (2022). Perspectives and prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen. *Sustainable Energy & Fuels*, 6(14), 3324–3343. <https://doi.org/10.1039/D2SE00618A>
- Fernández-Canteli Álvarez, P., García Crespo, J., Mediato Arribas, J. F., & Martínez Orio, R. (2022). *HySTORIES: "Hydrogen storage in European Subsurface"*.
- Foh, S., Novil, M., Rockar, E., & Randolph, P. (1979). *Underground hydrogen storage. final report.[salt caverns, excavated caverns, aquifers and depleted fields]*. Brookhaven National Lab., Upton, NY (USA).

- Generadoras de Chile - Energía Eólica.* (2022). <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>
- Generadoras de Chile - Energía Solar.* (2022). <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar>
- Generadoras de Chile - Generación eléctrica en Chile.* (2022). <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- Grueso Garrido, I. (2020). *Diseño y cálculo de un depósito de almacenamiento de hidrógeno para un vehículo industrial.* <https://riunet.upv.es:443/handle/10251/156053>
- Han, G., Bruno, M., Lao, K., Young, J., & Dorfmann, L. (2007). Gas storage and operations in single-bedded salt caverns: stability analyses. *SPE Production & Operations*, 22(03), 368–376.
- Hawkes, C. D. (2011). *Underground Gas Storage: Worldwide Experiences and Future Development in the UK and Europe.* Association of Environmental & Engineering Geologists.
- Hematpur, H., Abdollahi, R., Rostami, S., Haghighi, M., & Blunt, M. J. (2023). Review of underground hydrogen storage: Concepts and challenges. *Advances in Geo-Energy Research*, 7(2), 111–131.
- HyPSTER | 1st demonstrator for H2 green storage.* (s. f.). Recuperado 21 de mayo de 2023, de <https://hypster-project.eu/>
- HyUnder project looks at energy storage in underground hydrogen. (2012). *Fuel Cells Bulletin*, 2012(10), 9. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(12\)70297-3](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(12)70297-3)
- Iordache, I., Schitea, D., Gheorghe, A. V., & Iordache, M. (2014). Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects. *international journal of hydrogen energy*, 39(21), 11071–11081.
- Iordache, M., Schitea, D., Deveci, M., Akyurt, İ. Z., & Iordache, I. (2019). An integrated ARAS and interval type-2 hesitant fuzzy sets method for underground site selection: Seasonal hydrogen storage in salt caverns. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, 1088–1098.
- Irarrázaval, Í. (2009). *Estratigrafía y mineralogía de las evaporitas superiores zona SO, Salar de Atacama.*
- Jannel, H., & Torquet, M. (2022). *Conceptual design of salt cavern and porous media underground storage site.*
- Jara, J. P. G. (2022). *Desarrollo de hidrógeno verde en una matriz en transición.*

- Jensen, A., Siglic, Y., Reich, M., & Le Roux, J. (2009). Organización de la estratigrafía Cenozoica de Quillagua. *XII Congreso Geológico Chileno: Santiago, Chile, Abstract, S10_022*.
- Jia, S., Wen, C., Fu, X., Liu, T., & Xi, Z. (2022). A Caprock Evaluation Methodology for Underground Gas Storage in a Deep Depleted Gas Reservoir: A Case Study for the X9 Lithologic Trap of Langgu Sag, Bohai Bay Basin, China. *Energies*, 15(12), 4351.
- Jiménez, F. L. (2020). *Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil*.
- Jordan, T. E., Godfrey, L. V., Muñoz, N., Alonso, R. N., Lowenstein, T. L., Hoke, G., Peranginangin, N., Isacks, B. L., & Cathles, L. (2002). Orogenic-scale ground water circulation in the Central Andes: evidence and consequences. *5th International Symposium on Andean Geodynamics*, 331–334.
- Jordan, T. E., Mpodozis, C., Muñoz, N., Blanco, N., Pananont, P., & Gardeweg, M. (2007). Cenozoic subsurface stratigraphy and structure of the Salar de Atacama Basin, northern Chile. *Journal of South American Earth Sciences*, 23(2–3), 122–146.
- Jordan, T. E., Muñoz, N., Hein, M., Lowenstein, T., Godfrey, L., & Yu, J. (2002). Active faulting and folding without topographic expression in an evaporite basin, Chile. *GSA Bulletin*, 114(11), 1406–1421.
- Jordan, T. E., Quezada, A., Blanco, N., Jensen, A., Vásquez, P., & Sepúlveda, F. (2022). Paleoenvironmental Evolution of a Forearc in Response to Forcings by Drainage, Climate, Volcanism, and Tectonics: The Quillagua Depocenter, Chile. *Lithosphere*, 2022(1), 1024844.
- Kohlhammer, F., & Fuster, J. (2021). *Introducción a la industria del hidrógeno verde [Webinar]*.
- Kruck, O., Crotogino, F., Prelicz, R., & Rudolph, T. (2013a). Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. *KBB Undergr. Technol. GmbH*, 1–32.
- Kruck, O., Crotogino, F., Prelicz, R., & Rudolph, T. (2013b). *Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe: Deliverable N° 3.1. Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen*.

- Lackey, G., Freeman, G. M., Buscheck, T. A., Haeri, F., White, J. A., Huerta, N., & Goodman, A. (2023). Characterizing hydrogen storage potential in US underground gas storage facilities. *Geophysical Research Letters*, 50(3), e2022GL101420.
- Lankof, L., & Tarkowski, R. (2020). Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation. *International journal of hydrogen energy*, 45(38), 19479–19492.
- Lankof, L., Urbańczyk, K., & Tarkowski, R. (2022). Assessment of the potential for underground hydrogen storage in salt domes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112309.
- Lemieux, A., Sharp, K., & Shkarupin, A. (2019). Preliminary assessment of underground hydrogen storage sites in Ontario, Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(29), 15193–15204. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2019.04.113>
- Lemieux, A., Shkarupin, A., & Sharp, K. (2020). Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(56), 32243–32259.
- Lewandowska-Śmierzchalska, J., Tarkowski, R., & Uliasz-Misiak, B. (2018). Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(9), 4401–4414.
- Li, H., Wanyan, Q., Li, K., Ding, G., Gou, Y., Ran, L., Bai, S., & Deng, J. (2022). Feasibility Study of Small-Spacing Twin Well Salt Cavern Gas Storage in Ultra Deep Formation. *56th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*.
- Llamas, B., & Cienfuegos, P. (2012). Multicriteria decision methodology to select suitable areas for storing CO₂. *Energy & Environment*, 23(2–3), 249–264.
- López, C., Martínez, F., Del Ventisette, C., Bonini, M., Montanari, D., Muñoz, B., & Riquelme, R. (2020). East-vergent thrusts and inversion structures: An updated tectonic model to understand the Domeyko Cordillera and the Salar de Atacama Basin transition in the western Central Andes. *Journal of South American Earth Sciences*, 103, 102741. <https://doi.org/10.1016/J.JSAMES.2020.102741>
- Lord, A. S., Kobos, P. H., & Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International journal of hydrogen energy*, 39(28), 15570–15582.
- Lowenstein, T. K., Hein, M. C., Bobst, A. L., Jordan, T. E., Ku, T.-L., & Luo, S. (2003). An assessment of stratigraphic completeness in climate-sensitive closed-basin

- lake sediments: Salar de Atacama, Chile. *Journal of Sedimentary Research*, 73(1), 91–104.
- Małachowska, A., Łukasik, N., Mioduska, J., & Gębicki, J. (2022). Hydrogen storage in geological formations – The potential of salt caverns. *Energies*, 15(14), 5038.
- Marazuela, M. A., Vázquez-Suñé, E., Ayora, C., García-Gil, A., & Palma, T. (2019). Hydrodynamics of salt flat basins: the Salar de Atacama example. *Science of the Total Environment*, 651, 668–683.
- Marketing, G. (2007). Diesel fuels technical review. *Chevron Corporation, San Ramon, CA*.
- Martínez, F., López, C., Bascuñan, S., & Arriagada, C. (2018). Tectonic interaction between Mesozoic to Cenozoic extensional and contractional structures in the Pre-andean Depression (23–25 S): Geologic implications for the Central Andes. *Tectonophysics*, 744, 333–349.
- Martínez, F., López, C., Parra, M., & Espinoza, D. (2019). Testing the occurrence of thick-skinned triangle zones in the Central Andes forearc: Example from the Salar de Punta Negra Basin in northern Chile. *Journal of Structural Geology*, 120, 14–28.
- Martínez, F., Muñoz, B., Bascuñan, S., & Arriagada, C. (2022). Interaction between inverted normal and reverse faults in the inner forearc of the Central Andes: an example from the Salar de Atacama Basin. En *Andean Structural Styles* (pp. 487–494). Elsevier.
- Martínez, F., Muñoz, B., López, C., González, R., Parra, M., & Riquelme, R. (2021). Complex basement-involved contractional structures in the Pre-Andean basins of northern Chile: A review from seismic data. *Tectonics*, 40(2), e2020TC006433.
- Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P. R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J. B. R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M. I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., & Waterfield, T. (2022). *Global warming of 1.5°C An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* Edited by Science Officer Science Assistant Graphics Officer Working Group I Technical Support Unit. <https://doi.org/10.1017/9781009157940>

- Matos, C. R., Carneiro, J. F., & Silva, P. P. (2019). Overview of large-scale underground energy storage technologies for integration of renewable energies and criteria for reservoir identification. *Journal of Energy Storage*, 21, 241–258.
- Ministerio de Energía de Chile [MinEnergía]. (2019). *Proyecciones de Consumo de Hidrógeno*.
- Ministerio de Energía, G. de C. (2020). *Informe Balance Nacional de Energía 2020*. 1a. ed. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/2022_informe_anual_bne_2020.pdf
- Ministerio de Energía, G. de C. (2021, febrero 13). Ley N° 21.305 Sobre Eficiencia Energética. *Diario Oficial de la República de Chile*.
- Mott MacDonald. (2014). *Preesall Underground Gas Storage Facility: Updated Geological Summary Report*.
- Moya Corencia, J. (2018). *Estudio geológico del domo salino de Añana para su posible almacenamiento de energía*.
- Muhammed, N. S., Haq, B., Al Shehri, D., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M., & Zaman, E. (2022). A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. *Energy Reports*, 8, 461–499.
- Muhammed, N. S., Haq, M. B., Al Shehri, D. A., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M., Zaman, E., & Iglauer, S. (2023). Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review. *Fuel*, 337, 127032.
- Muñoz, N., Charrier, R., & Jordan, T. (2002). Interactions between basement and cover during the evolution of the Salar de Atacama Basin, northern Chile. *Revista geológica de Chile*, 29(1), 55–80.
- Muñoz, N., & Townsend, F. (1997). Estratigrafía de la Cuenca Salar de Atacama. Resultados del pozo exploratorio Toconao-1. Implicancias Regionales. *Proc VIII Congr. Geol. Chileno*, 1, 555–558.
- natgas. (2013, septiembre 20). *Storage of Natural Gas*. <http://naturalgas.org/natural-gas/storage/>
- Naumenko, K., & Altenbach, H. (2007). *Modeling of creep for structural analysis*. Springer Science & Business Media.
- Nemati, B., Mapar, M., Davarazar, P., Zandi, S., Davarazar, M., Jahanianfard, D., & Mohammadi, M. (2020). A sustainable approach for site selection of underground hydrogen storage facilities using fuzzy-delphi methodology. *Journal of Settlements and Spatial Planning*, 2020(Special issue 6), 5–16.

- Okoroafor, E. R., Kim, T. W., Nazari, N., Watkins, H. Y., Saltzer, S. D., & Kovscek, A. R. (2022). Assessing the Underground Hydrogen Storage Potential of Depleted Gas Fields in Northern California. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Ortiz, P. (2023, marzo 23). ¿Están realmente protegidas las «áreas protegidas»? - CIPER Chile. <https://www.ciperchile.cl/2023/03/23/estan-realmente-protegidas-las-areas-protegidas/>
- Ozarslan, A. (2012). Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. *International journal of hydrogen energy*, 37(19), 14265–14277.
- Pananont, P., Mpodozis, C., Blanco, N., Jordan, T. E., & Brown, L. D. (2004). Cenozoic evolution of the northwestern Salar de Atacama Basin, northern Chile. *Tectonics*, 23(6).
- Pfeiffer, W. T., & Bauer, S. (2015). Subsurface Porous Media Hydrogen Storage – Scenario Development and Simulation. *Energy Procedia*, 76, 565–572. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2015.07.872>
- Pimentel, F. (1976). Informe geológico resumido: área San Pedro de Atacama. *Estudios Atacameños (En línea)*, 4, 13–18.
- Polański, K. (2019). Numerical calculations of main stress in the rock massif around salt cavern for compressed air storage. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 214(1), 012079.
- Pueyo, J. J., Chong, G., & Jensen, A. (2001). Neogene evaporites in desert volcanic environments: Atacama Desert, northern Chile. *Sedimentology*, 48(6), 1411–1431.
- Ramesh Kumar, K., Makhmutov, A., Spiers, C. J., & Hajibeygi, H. (2021). Geomechanical simulation of energy storage in salt formations. *Scientific Reports*, 11(1). <https://doi.org/10.1038/S41598-021-99161-8>
- Reijs, J., & McClay, K. (1998). Salar Grande pull-apart basin, Atacama fault system, northern Chile. *Geological Society, London, Special Publications*, 135(1), 127–141.
- Ren, Y., Yuan, Q., Kang, Y., Wei, L., Li, Z., Jiang, D., He, H., & Xu, H. (2022). Experimental Determination of Polycrystalline Salt Rock Thermal Conductivity, Diffusivity and Specific Heat From 20 to 240° C. *Frontiers in Earth Science*, 10, 627.
- Risacher, F., Alonso, H., & Salazar, C. (2003). The origin of brines and salts in Chilean salars: a hydrochemical review. *Earth-Science Reviews*, 63(3–4), 249–293.
- Rubilar, J., Becerra, J., & Arriagada, C. (2015). Structure of the Cordillera de la Sal: A key tectonic feature for the Oligocene-Neogene evolution of the Salar de Atacama basin, Central Andes of Northern Chile. *This congress*.

- Rubilar, J., Martínez, F., Arriagada, C., Becerra, J., & Bascuñán, S. (2018). Structure of the Cordillera de la Sal: A key tectonic element for the Oligocene-Neogene evolution of the Salar de Atacama basin, Central Andes, northern Chile. *Journal of South American Earth Sciences*, 87, 200–210. <https://doi.org/10.1016/J.JSAMES.2017.11.013>
- Sambo, C., Dudun, A., Samuel, S. A., Esenenjor, P., Muhammed, N. S., & Haq, B. (2022). A review on worldwide underground hydrogen storage operating and potential fields. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(54), 22840–22880. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2022.05.126>
- Santana, C. (2014). *Energías renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*.
- Saulnier, R., Minnich, K., & Sturges, P. K. (2020). *Water for the hydrogen economy*.
- Scafidi, J. (2022). *Hydrogen storage in depleted gas fields: capacity and performance*.
- Silva, C. A. (2016). *Sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido dentro de formaciones geológicas en Chile*.
- Silva, G. S. (2019). *Evolución tectónica de la cuenca del salar de Punta Negra y salar de Imilac-Andes Centrales del norte de Chile (24°-25° S)*.
- Simón, J., Daniel, A., Ball, M., Becker, A., Bünger, U., & Capito, S. (2014). *Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe-Joint results from individual Case Studies*.
- Skarmeta, J., & Marinovic, N. (1981). *Geología de la Hoja Quillagua. Región de Antofagasta. Escala 1: 250.000*.
- SQM Salar S.A. (2017). *Cuarta Actualización del Modelo Hidrogeológico del Salar de Atacama. Proyecto Cambios y Mejoras de la Operación minera en el Salar de Atacama. Santiago: IDAEA-CSIC*.
- SQM Salar S.A. (2019). *Quinta Actualización del Modelo Regional de Flujo del Salar de Atacama*.
- SQM Salar S.A. (2020). *EIA Proyecto "Actualización plan de alerta temprana y seguimiento ambiental, Salar de Atacama". Apéndice 5-E: Modelo conceptual hidrogeológico del salar de atacama*.
- SQM Salar S.A. (2021). *EIA Proyecto "Plan de reducción de extracciones en el Salar de Atacama". ANEXO 5-1: Modelo hidrogeológico conceptual del Salar de Atacama*.

- SRK Consulting. (2022). *SEC Technical Report Summary Pre-Feasibility Study Salar de Atacama Región II, Chile*. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/915913/000091591322000025/exhibit9631231202110-k.htm>
- Takach, M., Sarajlić, M., Peters, D., Kroener, M., Schuldt, F., & von Maydell, K. (2022). Review of hydrogen production techniques from water using renewable energy sources and its storage in salt caverns. *Energies*, 15(4), 1415.
- Tarkowski, R. (2017). Perspectives of using the geological subsurface for hydrogen storage in Poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(1), 347–355.
- Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 86–94.
- Tarkowski, R., & Czapowski, G. (2018). Salt domes in Poland–Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), 21414–21427.
- Tarkowski, R., Uliasz-Misiak, B., & Tarkowski, P. (2021). Storage of hydrogen, natural gas, and carbon dioxide–Geological and legal conditions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(38), 20010–20022.
- Thiyagarajan, S. R., Emadi, H., Hussain, A., Patange, P., & Watson, M. (2022). A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*, 51, 104490.
- Togni, L., Fakhoury, R., Deen, A., Stekli, J., Schäfer, F., Babenhauserheide, N., Zahn, M., & Steinbach, C. (2021). *HIDRÓGENO EN EL HORIZONTE: ¿PREPARADOS, LISTOS, YA? DEMANDA DE HIDRÓGENO Y DINÁMICA DE COSTES*.
- Troncoso, F. (2021, agosto). Claves del Hidrógeno Verde. *InduAmbiente*, 28–31.
- UNIDAD GESTIÓN DE INFORMACIÓN DIVISIÓN ENERGÍAS SOSTENIBLES. (2021). *Identificación de Potenciales Renovables: Caso Eólico*.
- Valle-Falcones, L. M., Grima-Olmedo, C., Mazadiego-Martínez, L. F., Hurtado-Bezos, A., Eguilior-Díaz, S., & Rodríguez-Pons, R. (2022). Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain. *Applied Sciences*, 12(12), 6081.
- Vásquez, C., Valdivia, D., Hernán, A., Contreras, S., García, M., Diseño, H., & Armijo, D. V. (2021). *identificación y cuantificación de potenciales de energías renovables 2021*.
- Vásquez, R., & Salinas, F. (2018). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. *Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear*.

- Véliz González, D. E. (2018). *Distribución de asociaciones evaporíticas en el Salar del Huasco, región de Tarapacá, Chile: análisis espacio temporal a través de sensores remotos*. <https://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/2671817>
- Wang, T. T., Ma, H. L., Shi, X. L., Yang, C. H., Zhang, N., Li, J. L., Ding, S. L., & Daemen, J. J. K. (2018). Salt cavern gas storage in an ultra-deep formation in Hubei, China. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 102, 57–70.
- Wang, T., Yang, C., Ma, H., Daemen, J. J. K., & Wu, H. (2015). Safety evaluation of gas storage caverns located close to a tectonic fault. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 23, 281–293.
- Wang, T., Yang, C., Yan, X., & Daemen, J. J. K. (2015). Allowable pillar width for bedded rock salt caverns gas storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 127, 433–444.
- Warren, J. K. (2006). *Evaporites: sediments, resources and hydrocarbons*. Springer Science & Business Media.
- Warren, J. K. (2017). Salt usually seals, but sometimes leaks: Implications for mine and cavern stabilities in the short and long term. *Earth-science reviews*, 165, 302–341.
- Wilkes, E., & Gorier, K. (1990). Evolution of the Cordillera del la Sal, Northern Chile. *Structure and evolution of the Central Andes in northern Chile, southern Bolivia and northwestern Argentina. Final workshop*, 102–103.
- Williams, J. D. O., Williamson, J. P., Parkes, D., Evans, D. J., Kirk, K. L., Sunny, N., Hough, E., Vosper, H., & Akhurst, M. C. (2022). Does the United Kingdom have sufficient geological storage capacity to support a hydrogen economy? Estimating the salt cavern storage potential of bedded halite formations. *Journal of Energy Storage*, 53, 105109. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2022.105109>
- WSP. (2022). *TECHNICAL REPORT SUMMARY OPERATION REPORT SALAR DE ATACAMA*. https://s25.q4cdn.com/757756353/files/doc_news/2022/4/25/96.1-Salar-de-Atacama-Technical-Report-Summary.pdf
- Yu, H., Liu, Y., Ma, H., Zhao, K., & Liu, J. (2022). Pillar safety in shallow salt caverns by using numerical simulations. *Journal of Energy Storage*, 55, 105881.
- Zhang, Y., Niu, J., Ke, G. C. W., & Zeng, H. (2021). Construction Progress of Deep Underground Salt Cavern Gas Storage and Challenges of its Drilling and Completion Technology. *E3S Web of Conferences*, 329, 01043.

- Zheng, Y., Wanyan, Q., Qiu, X., Kou, Y., Ran, L., Lai, X., & Wu, S. (2020). New technologies for site selection and evaluation of salt-cavern underground gas storages. *Natural Gas Industry B*, 7(1), 40–48.
- Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International journal of hydrogen energy*, 46(45), 23436–23462.
- Zúñiga, J. P., Díazgranados, L., Lioi, P., & Ortiz, N. (2020). *Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile*.

Anexo A: Proyecciones y energía

A.1. Proyecciones Globales

Si bien, todas las proyecciones globales apuntan a un crecimiento en torno al uso y producción del hidrógeno, estas se basan en diversos tipos de escenarios bajo supuestos difícilmente comparables, no obstante, el Togni et al. (2021) presenta un análisis gráfico (Ilustración 65) que ayuda a mostrar los patrones generales de la evolución de la demanda bajo los siguientes escenarios:

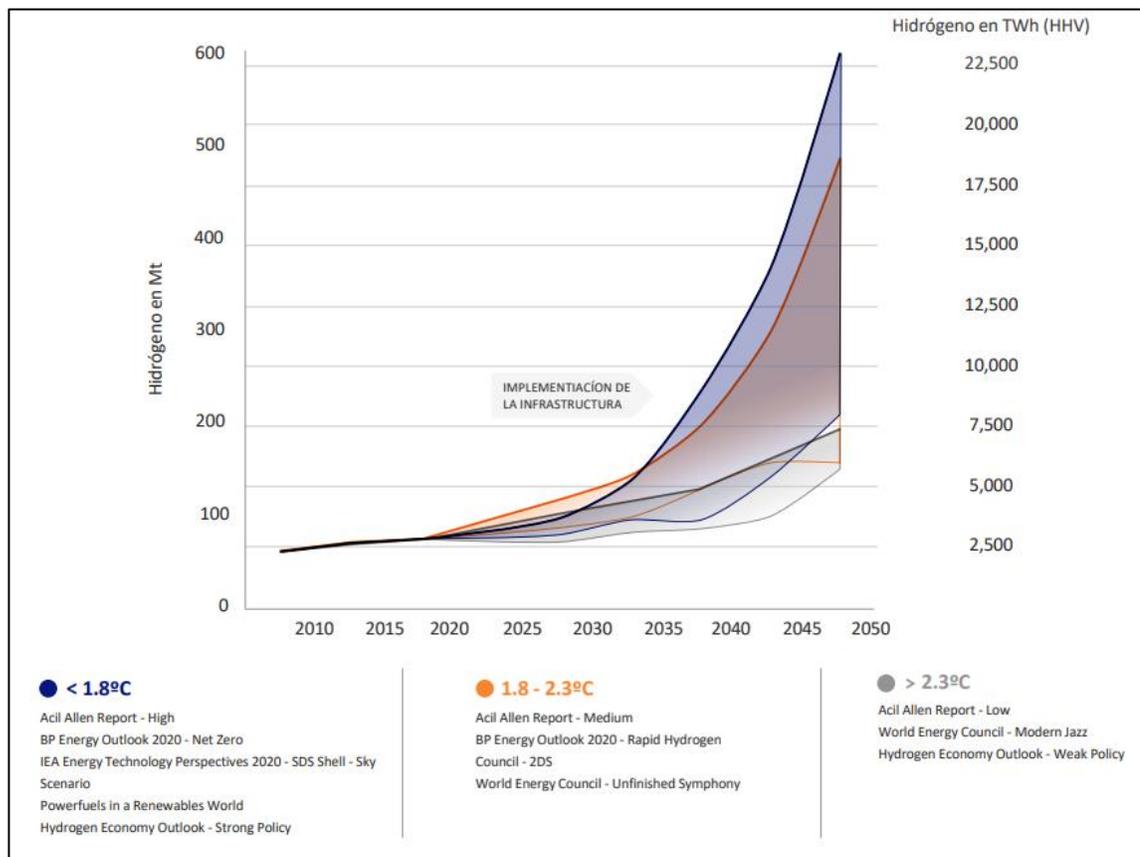


Ilustración 65: Proyecciones demanda de hidrógeno según escenarios. Extraído de: Togni et al., 2021.

- Trayectoria de ambición baja: calentamiento global $>2,3^{\circ}\text{C}$

- Trayectoria de ambición media: calentamiento global de 1,8-2,3°C
- Trayectoria de ambición alta: calentamiento global <1,8°C.

Cabe que señalar que esto es sólo una agrupación de los 16 escenarios analizados y que otros escenarios energéticos podrían no entrar en las tres trayectorias definidas. Además, la comparación presenta una limitación porque los insumos energéticos, como la electricidad renovable o el gas, no están claramente definidos y muchos de los supuestos subyacentes no están detallados.

A.2. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

En Chile, el Ministerio de Energía publicó la *“Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”* (Correa et al., 2020). En este documento se proyecta que a raíz de la disminución de costos de los electrolizadores y de generación de energías renovables, se habilitará en Chile, un H₂V competitivo a nivel doméstico e internacional. Sumado a esto, la creciente disponibilidad de financiamiento a proyectos “verdes” y los beneficios tributarios vigentes para zonas extremas serán otros de los factores que contribuirán a la competitividad de los modelos de negocio basados en este combustible en el país.

En este sentido se proyecta que para 2030, el H₂V producido en el Desierto de Atacama y en la Región de Magallanes tendría el costo nivelado de producción más bajo del mundo, rondando los 1,3-1,4 USD/kg H₂.

Lo anterior se configura como una oportunidad única en cuanto a la industria verde del país, comparable con la importancia que tiene actualmente la minería. Para aprovechar esta oportunidad, se proponen 3 oleadas/etapas (Ilustración 66).

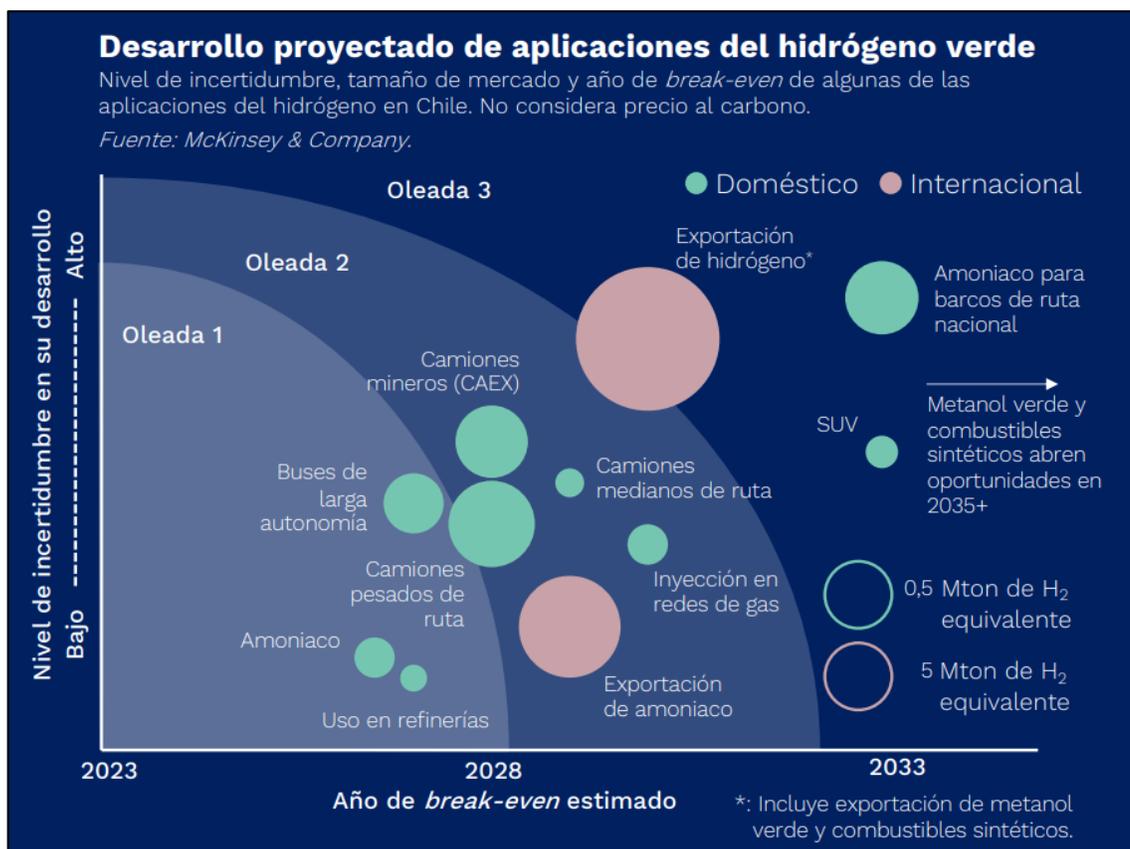


Ilustración 66: Desarrollo proyectado de aplicaciones del hidrógeno verde. Fuente: MinEnergía, 2020

Etapa I (2020-2025): La estrategia busca anticipar el despliegue del H₂V en 6 aplicaciones prioritarias (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), iniciando una industria local mediante esfuerzos y regulaciones que incentiven la producción y que fomenten la demanda del hidrógeno y sus derivados.

El foco de estos esfuerzos estará en aquellas aplicaciones que cuenten con un mercado cercano y/o con una demanda establecida, concentrada y de gran escala. Teniendo como objetivo generar conocimiento, escala, infraestructura y cadenas de suministro que permitan a Chile acceder a los mercados de exportación.

Dentro de estas aplicaciones se contempla el uso de hidrógeno en refinерías, amoníaco, camiones de alto tonelaje [CAEX], camiones pesados de ruta, buses de larga autonomía e inyección de H₂V en redes de gas.

Etapa II (2025-2030): Gracias a la experiencia ganada durante la etapa anterior se buscará. levantar una industria de producción y exportación de amoníaco verde mediante la atracción y promoción de consorcios de escala de GW. Además, se buscará establecer acuerdos para acelerar el desarrollo de la exportación de hidrógeno.

Etapa III (+2030): Explotar las sinergias y economías de escala para avanzar como proveedor global de energéticos verdes. A medida que otros países refuercen sus iniciativas de descarbonización y se desarrollen nuevas tecnologías, el mercado de exportación escalará y se diversificará. Las nuevas aplicaciones incluirán el uso amoníaco verde en el transporte marítimo y los combustibles sintéticos en la aviación.

Las proyecciones en cuanto a exportaciones de hidrógeno y amoníaco verdes (Ilustración 67) tienen a Europa, China y Japón como principal mercado.



Ilustración 67: Tamaño de mercados estimados para las exportaciones de H2V chilenas (BUSD). Fuente: MinEnergía, 2020

Para el cumplimiento de esta estrategia, Chile debe ser capaz de generar una industria de producción de renovables derivado de un profundo cambio en la matriz energética.

A.3. Energías renovables no convencionales (ERNC) y panorama energético nacional

Antes de hablar de energías renovables y no-renovables, es necesario definir con claridad los términos “matriz energética” y “matriz eléctrica”, el primero configura una radiografía de cómo está balanceado el consumo de energía entre distintas fuentes en un intervalo de tiempo (Deloitte, 2016). El segundo término, hace referencia únicamente a aquellas fuentes utilizadas en la generación directa de electricidad, de esta forma, dentro del balance de la matriz energética de un país, se encuentra incluida la matriz eléctrica.

Para la realización del balance nacional de energía [BEN], el ministerio de energía considera la matriz energética primaria, secundaria y los centros de transformación. La matriz energética primaria engloba a aquellos recursos energéticos directamente extraídos de la naturaleza sin un proceso de transformación física o química por parte del ser humano, dando cuenta de su participación en el consumo total, mientras que los productos energéticos transformados y aquellos primarios utilizados directamente corresponden a la matriz energética secundaria y se relacionan directamente con los consumidores finales. Por otro lado, los centros de transformación representan todos aquellos consumos de energía, primarios y secundarios, utilizados con fines de transformación directa a otros energéticos para fines específicos. La medida utilizada por el organismo es la Teracaloría [Tcal], sin embargo, con el fin de estandarizar y unificar los datos desde distintas fuentes es que se realizará la transformación a Giga Watt-hora [GWh] (1 Tcal = 1.163 GWh) la cual corresponde a una medida de energía eléctrica equivalente a la que desarrolla una potencia suministrada de un gigavatio durante una hora.

Ahora, el Ministerio de Energía (Chile) define las energías renovables como aquellas virtualmente inagotables caracterizadas principalmente porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento no se consumen a escala humana, esto debido a que poseen una inmensa cantidad de energía, o bien, porque su tasa de renovación es mayor a la tasa de cadencia de consumo. Entre estas fuentes de energía se consideran la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. En esta línea, dependiendo de su modo de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica y los biocombustibles.

Según el grado de inserción en la matriz energética de cada país, las energías renovables pueden ser clasificadas en convencionales, cuando su aporte al balance energético

significativo y en caso contrario, cuando estas tienen un aporte más bien marginal, se consideran como no-convencionales. En Chile, las energías renovables clasificadas como no-convencionales según la ley 20.257, corresponden a centrales hidroeléctricas pequeñas (menos de 20 MW de potencia máxima), y a proyectos que aprovechen la energía de la biomasa, hidráulica, geotérmica, solar, eólica, mareomotriz, entre otras.

Por otra parte, se tienen las energías no renovables, representados principalmente por combustibles fósiles los cuales una vez que son utilizados, se agota el abastecimiento, esto debido a que su génesis se da en escala geológica como una transformación de biomasa por presión y temperatura. Dentro de los combustibles fósiles se encuentran el gas natural, petróleo, licuado de petróleo y carbón. Otra forma de energía considerada como no-renovable en Chile, es la energía nuclear en donde se aprovecha la gran cantidad de energía liberada por la fisión de núcleos inestables en elementos radioactivos, dejando tras su uso residuos que tardarán miles de años en degradarse. Sin embargo y a pesar de lo anterior, el año 2022 la Unión Europea incluyó dentro de la taxonomía de energías renovables a la nuclear debido al rol que puede jugar en el proceso de descarbonización en su matriz energética.

Panorama energético nacional actual

Según lo informado en el BEN 2020 (Ministerio de Energía, 2020), la matriz energética en Chile durante el periodo comprendido entre el 2010-2020, exceptuando 2020 por motivos de pandemia, mantuvo un crecimiento anual promedio del 2,6% en la generación bruta de fuentes primarias de energía, dentro de las cuales, los combustibles fósiles mantienen la delantera por sobre las ERNC, con una fuerte dependencia a las importaciones. Así, los flujos energéticos en Chile a 2020 se compuso de:

- (a) Matriz primaria: En el año 2020, la matriz energética primaria en Chile fue de 356996,806 GWh, en la cual los recursos fósiles (petróleo crudo, carbón mineral y gas natural) representaron 64% del total, destacándose además la participación de 25% de biomasa.
- (b) Centros de Transformación: En el 2020, los centros de transformación procesaron 308885,821 GWh. Del total, la generación eléctrica constituye el principal centro de transformación con una representación de 64%, seguida por la refinería de petróleo con un 32%.

(c) Matriz secundaria: El consumo final de energía, tanto para uso energético como no energético (combustibles como materias para la fabricación de productos y por sus propiedades físicas (impermeabilidad, resistencia, lubricante) durante el 2020 fue de 277240,592 GWh, aquí, los derivados de petróleo (55%) y la electricidad (24%) fueron los principales componentes de la matriz secundaria, dado su uso transversal en todos los sectores económicos, consumidos principalmente por el transporte (59%), minería (15%) e industria (13%). En cuanto al consumo sectorial de energía, los sectores de Transporte e Industria consumen la gran parte de la energía en Chile, sumando ambos el 55% del total.

En cuanto a la distribución final de los consumos totales en las distintas regiones de nuestro país, a raíz de las diversas estructuras productivas, existe una distribución desigual en los flujos de energéticos. Las regiones con mayor consumo de energía total son Antofagasta, Valparaíso, Biobío y la Región Metropolitana. Cada una de esas cuatro regiones destacan por ser centros productivos y/o de concentración de consumo: Antofagasta por su actividad minera, Valparaíso y Biobío por la industria, y la Región Metropolitana por ser el centro de actividades administrativas, comerciales y financieras del país (siendo la única que concentra un mayor consumo final v/s consumos de transformación).

El detalle de los flujos energéticos destinados únicamente a la producción y consumo de energía eléctrica corresponden a la matriz eléctrica chilena, en donde el mercado se compone de un gran sistema nacional y dos sistemas más pequeños ubicados en la zona sur y austral del país.

El primero corresponde al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), nacido en el año 2017 a raíz de la unificación de los ex sistemas del norte grande (SING) y del centro sur del país (SIC). Por las características de la geografía nacional, es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé (Coordinador Eléctrico Nacional [CEN], 2018). Al 3 de ene. de 2023, la Comisión Nacional de Energía a través de su página web Energía Abierta, informó para el SEN una capacidad total instalada de 30.361,52 [MW] en la cual los combustibles fósiles alcanzaron un 41,16% del total, seguido por las ERNC (36,93%) entre las que destaca la energía solar fotovoltaica (Solar P-V) y Eólica con un 20,22% y 12,57% respectivamente. Por último, se tienen las centrales hidráulicas de pasada y de embalse, que concentran el porcentaje restante (Comisión Nacional de Energía [CNE], s.f), con una generación bruta del sistema durante el 2022 de 83.210 GWh-año.

Los otros dos sistemas independientes que operan en las zonas sur y austral de Chile corresponden a los sistemas Aysén (SEA) y Magallanes (SEM) los cuales poseen una capacidad instalada de 69,79 MW y 129,32 MW respectivamente, con una marcada dependencia al petróleo diésel y gas natural.

Respecto a los consumidores de energía eléctrica, en el BNE 2022, se reconoció al sector minero como principal actor (36%), seguido por la industria (25%), el sector residencial (19%) y el sector comercial y público (15%). El restante 6% corresponde a los sectores autoconsumo y transporte. Sectorialmente, las regiones que presentan mayor consumo de electricidad corresponden a la Región Metropolitana, Antofagasta y Biobío, quienes representan un 62% del consumo total nacional, dado que son regiones en donde existen las mayores demandas tanto a nivel residencial como industrial y minero, principalmente minería del cobre.

A pesar de que a la fecha, las energías no-renovables siguen liderando la generación bruta anual de energía eléctrica, los datos muestran cómo los esfuerzos e iniciativas por parte de gubernamentales y privados han acelerado la tendencia a la descarbonización de la matriz energética, en dónde la producción solar y eólica se han posicionado como las más atractivas en relación a las características únicas que posee nuestro país para su desarrollo, consiguiendo así, en pocos años abrirse paso entre el resto de fuentes energéticas, como se muestra en el gráfico de participación relativa en la generación eléctrica total (Ilustración 68).

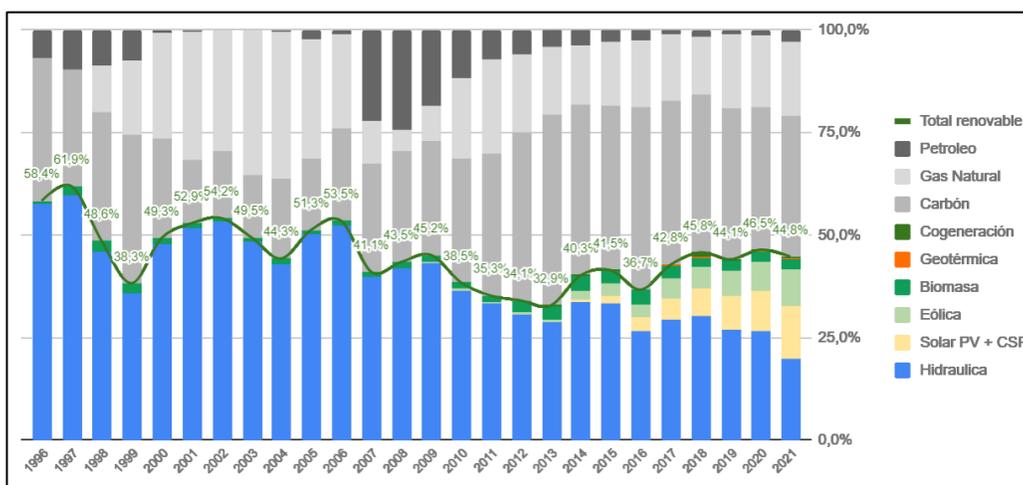


Ilustración 68: Evolución de las fuentes de generación de energía. Fuente: Extraído de Generadoras de Chile - Generación eléctrica en Chile (2022).

Energía Eólica

La energía eólica es una forma de energía solar generada por el movimiento de masas atmosféricas debido a la diferencia de presiones y temperatura producidas por la radiación solar incidente en la superficie terrestre, su forma de obtención es a través de centrales de energía eólica las cuales transforman esta energía cinética del viento a través del uso de turbinas eólicas, las cuales se encuentran acopladas a generadores eléctricos. Las turbinas eólicas pueden ser instaladas on-shore (tierra firme) u off-shore (suelo marino). La potencia típica de los generadores on-shore (tecnología en uso Chile), varía entre los 1 MW y 8 MW, con un rango de operación típico de entre 3 y 25 m/s de velocidad del viento, no obstante, la característica modular de esta tecnología permite instalar centrales del orden de los cientos de MW, según la disponibilidad del recurso eólico y la extensión del terreno en donde se pretenda instalar la central (CNE, 2022).

Durante las últimas décadas los costos de la tecnología eólica han disminuido notablemente teniendo como consecuencia una apertura de las matrices energéticas a esta energía. A 2018, en el mundo existían 563 GW, de los cuales 49 GW fueron incorporados durante ese mismo año. En Chile a marzo de 2022, existen 3.811 MW de instalaciones de energía eólica, logrando una penetración del 12% en el sistema (*Generadoras de Chile - Energía Eólica*, 2022).

Respecto del potencial eólico en nuestro país, Santana (2014) reconoció entre Arica y Chiloé un potencial de generación de aproximadamente 40 GW concentrando los mayores recursos en la región de Antofagasta e Isla Grande de Chiloé. Un estudio más reciente dirigido por el área de gestión de información perteneciente a la división de energías sostenibles tomó como caso de estudio la región de Magallanes, consiguiendo determinar un potencial eólico de 120 GW (UNIDAD GESTIÓN DE INFORMACIÓN DIVISIÓN ENERGÍAS SOSTENIBLES, 2021).

Uno de los principales inconvenientes de la energía eólica, tal como se verá en la energía solar, corresponden a su variabilidad energética dada la dependencia a su fuente de generación y la necesidad de su consumo inmediato dado que no se puede almacenar. Esto se traduce en incompatibilidades en los picos de generación y demanda con una consecuente pérdida de la energía que no es consumida. Lo cual puede ser correctamente gestionado a través del uso de sistemas de almacenamiento de energía como el uso de baterías o la transformación a otros energéticos como sería el caso del hidrógeno.

Energía Solar

La energía solar es una energía renovable que utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol. La cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo (KWh/m²-día) corresponde al principal criterio para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar (*Generadoras de Chile - Energía Solar, 2022*). Las principales tecnologías para la conversión eléctrica de esta energía corresponden a paneles fotovoltaicos y concentración solar.

Las centrales fotovoltaicas están conformadas principalmente por módulos o paneles fotovoltaicos, los que, combinado con inversores de potencia, transformadores y sistemas de montaje, permiten el aprovechamiento de este recurso. Una de las principales características de esta tecnología es el carácter modular de sus paneles, lo que permite su conexión en configuraciones serie-paralelas, pudiendo así alcanzar grandes capacidades instaladas llegando al orden de cientos de MW. Por otro parte la tecnología solar de concentración implementada en las centrales termosolares, concentran la energía solar mediante el uso de espejos para calentar un fluido y transformarlo en vapor, lo que hace funcionar una turbina a vapor convencional (CNE, 2022).

En Chile, (C. Vásquez et al., 2021), reconoció un potencial de más de 2447 GW y 152 GW para las tecnologías fotovoltaicas y de concentración, respectivamente. Donde destacan las regiones de Tarapacá, Antofagasta y Atacama. Siendo el desierto de atacama el lugar en el mundo con mayor incidencia de radiación solar.

En este tipo de tecnologías, nuevamente se tiene el problema respecto a la variabilidad energética a la que están expuestas, dado que la energía solar se presenta en ciclos horarios y con intensidades variables dependientes a las condiciones atmosféricas. Lo que plantea una apertura a sistemas de almacenaje y conversión de energía como se indicó en la descripción de energía eólica.

Anexo B Secciones geológicas y ráster

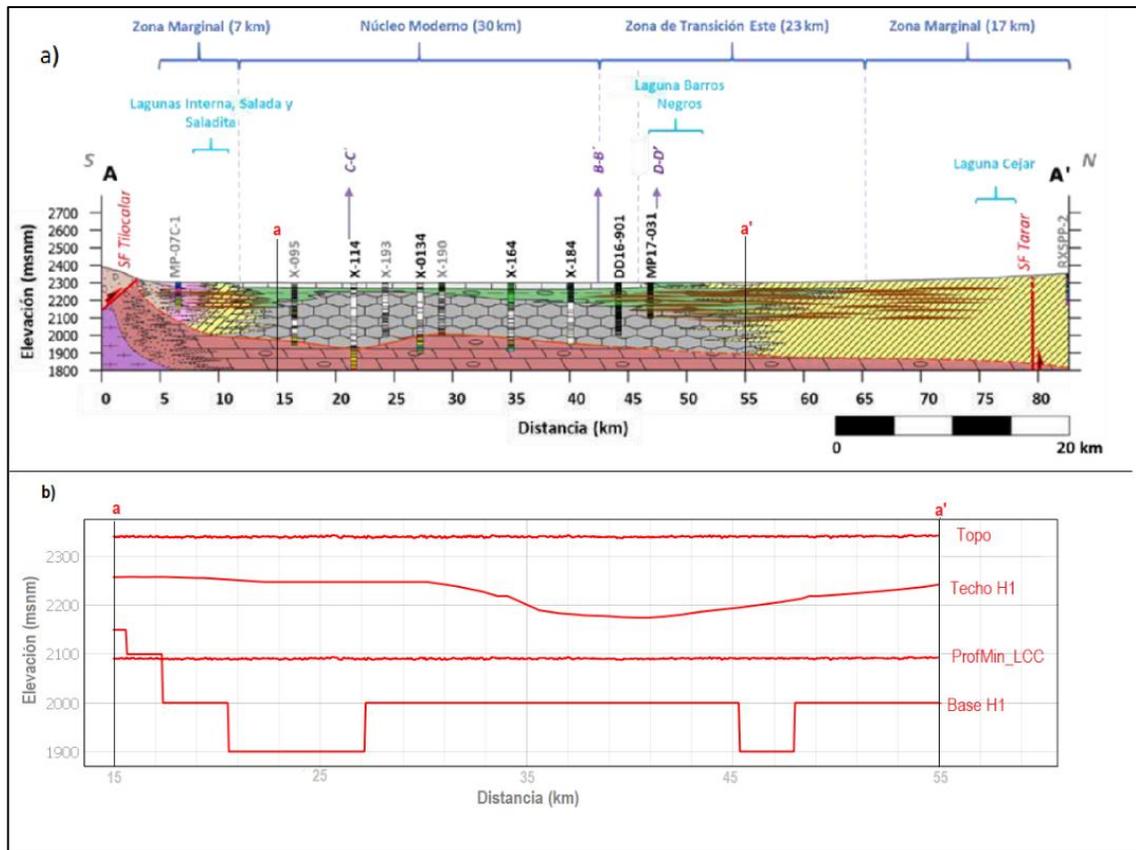


Ilustración 69: a) sección geológica A-A'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2020; b) Perfil Ráster a-a'.

Fuente: Elaboración propia

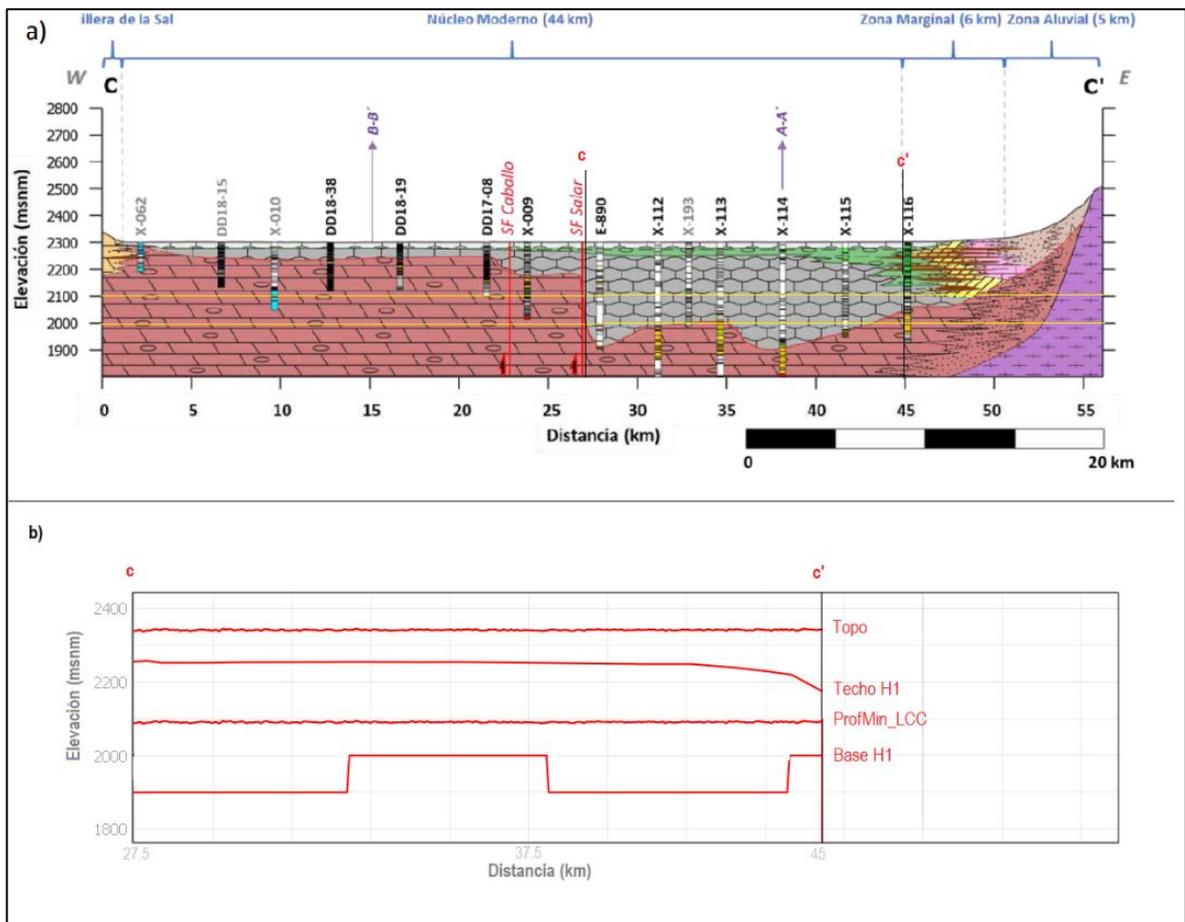


Ilustración 70: a) sección geológica C-C'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2020; b) Perfil Ráster c-c'.

Fuente: Elaboración propia

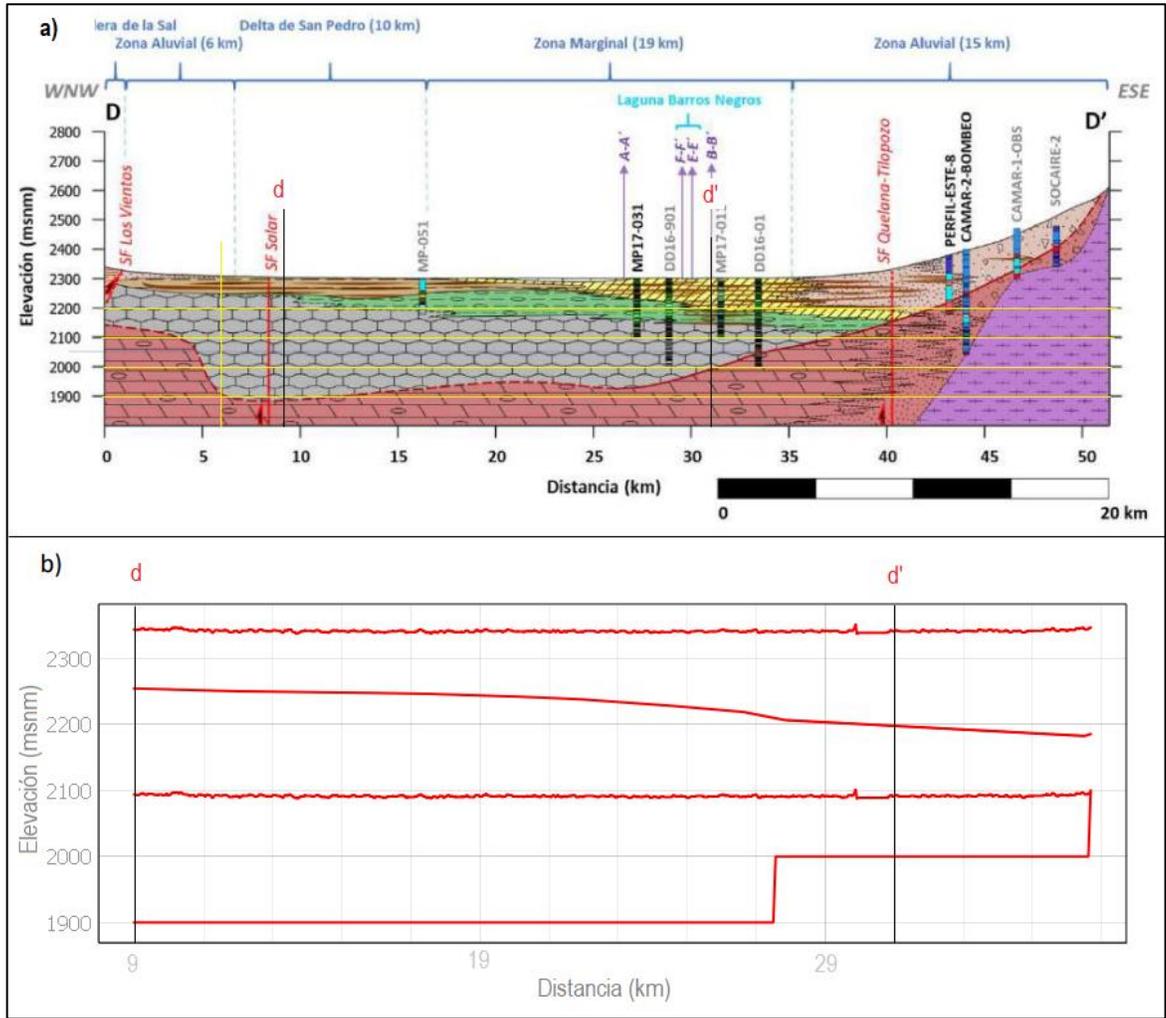


Ilustración 71: a) sección geológica D-D'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2020; b) Perfil Ráster d-d'. Fuente: Elaboración propia

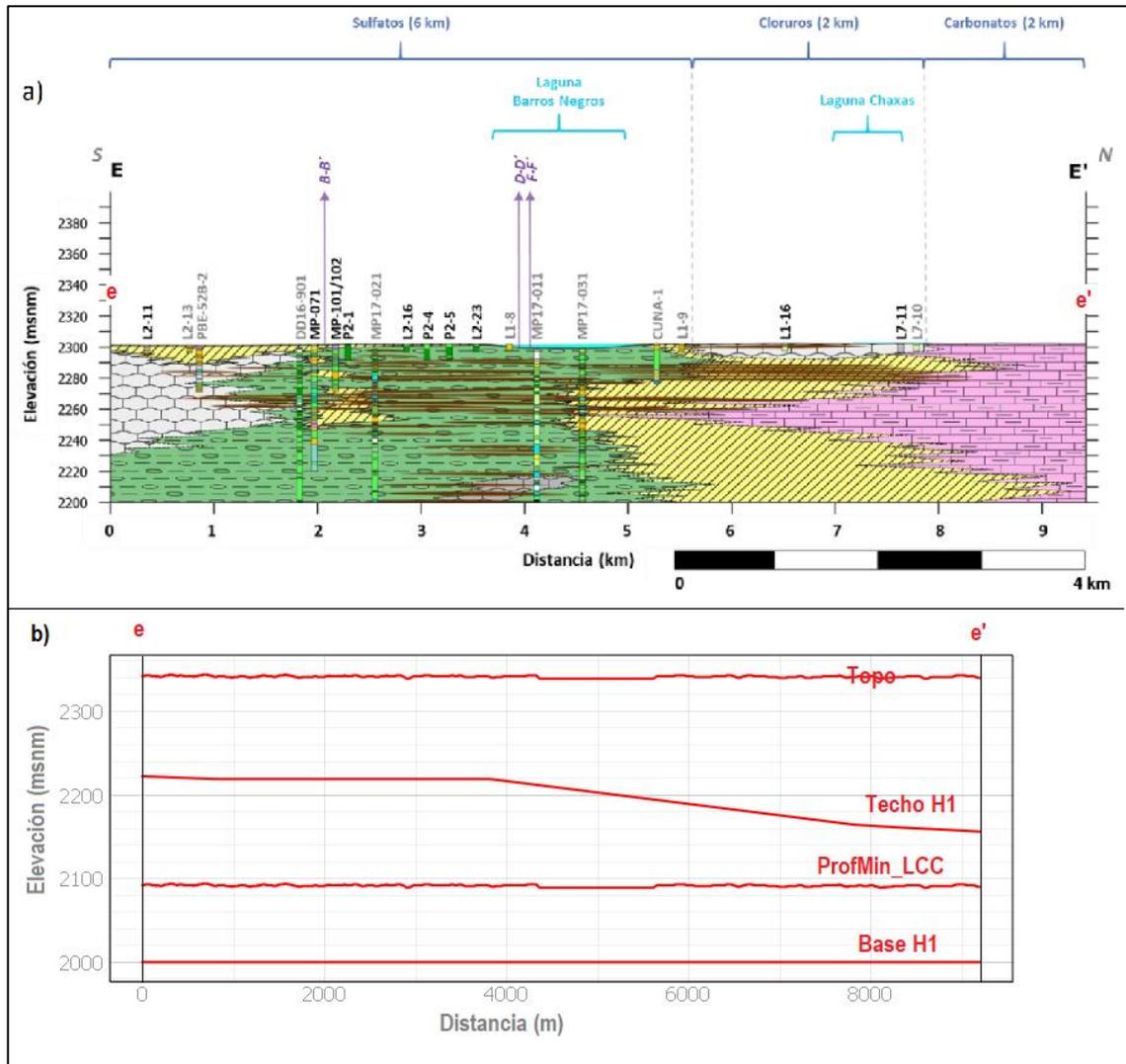


Ilustración 72: a) sección geológica E-E'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2021; b) Perfil Ráster e-e'.

Fuente: Elaboración propia

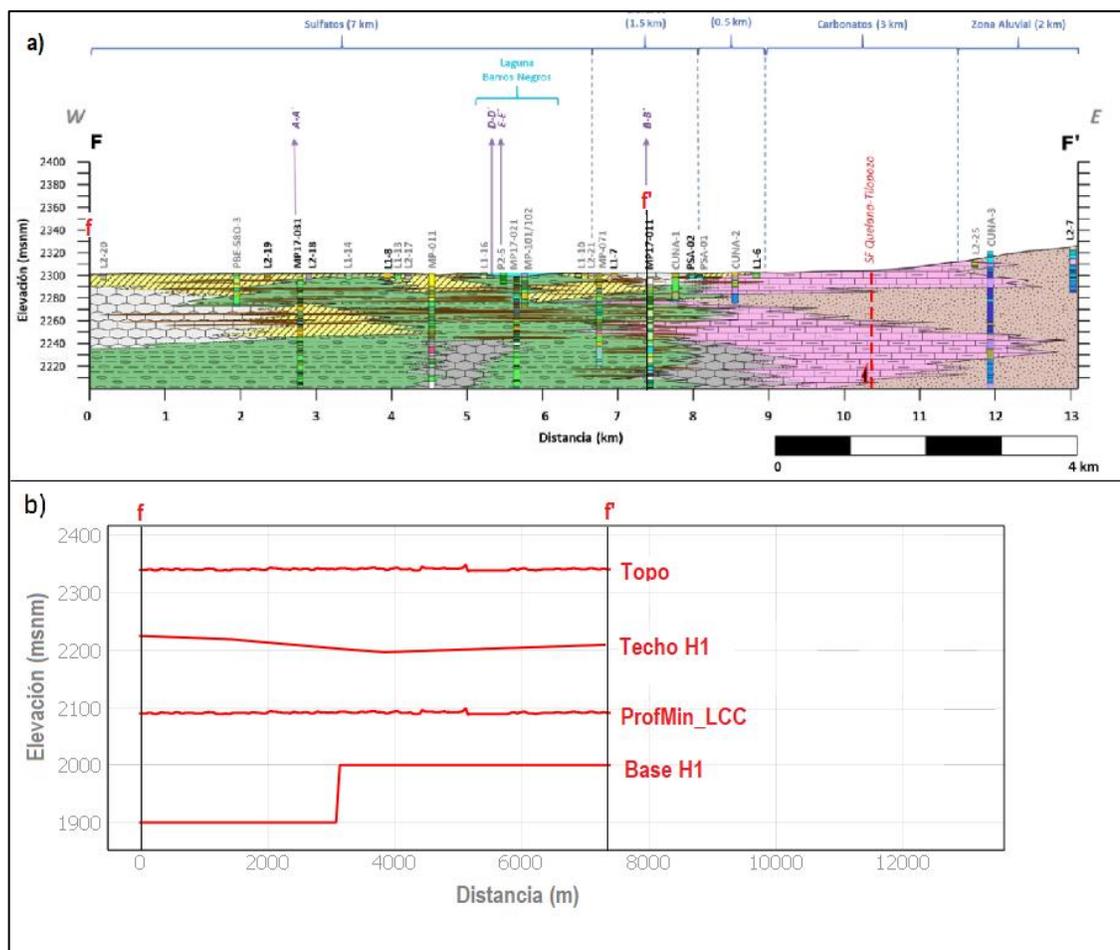


Ilustración 73: a) sección geológica F-F'. Fuente: EIA por SQM, Salar S.A. 2021; b) Perfil Ráster f-f'.

Fuente: Elaboración propia

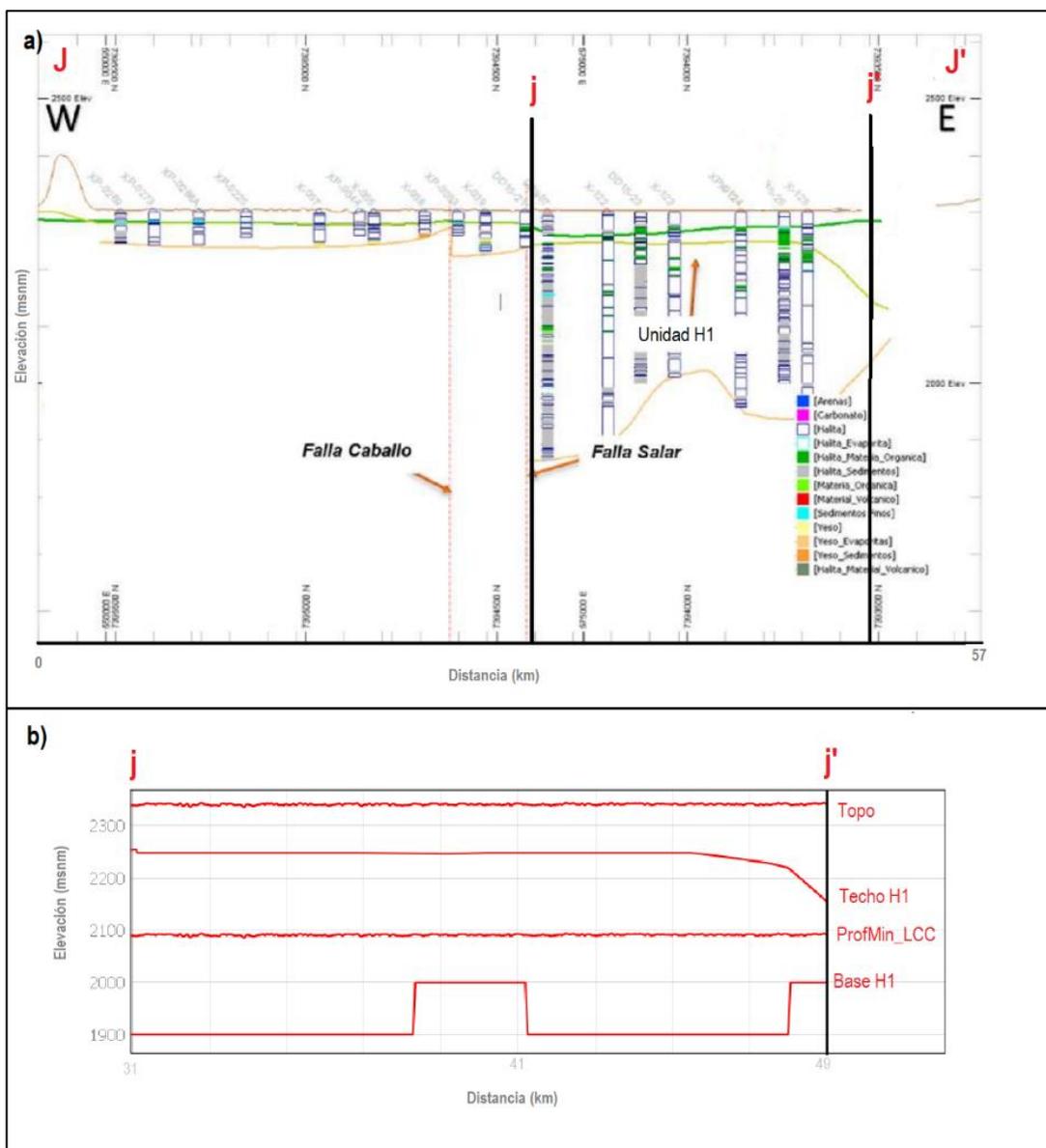


Ilustración 74: a) sección geológica J-J'. Fuente: 5AMRFSdA por SQM, Salar S.A. 2019; b) Perfil Ráster j-j'. Fuente: Elaboración propia.

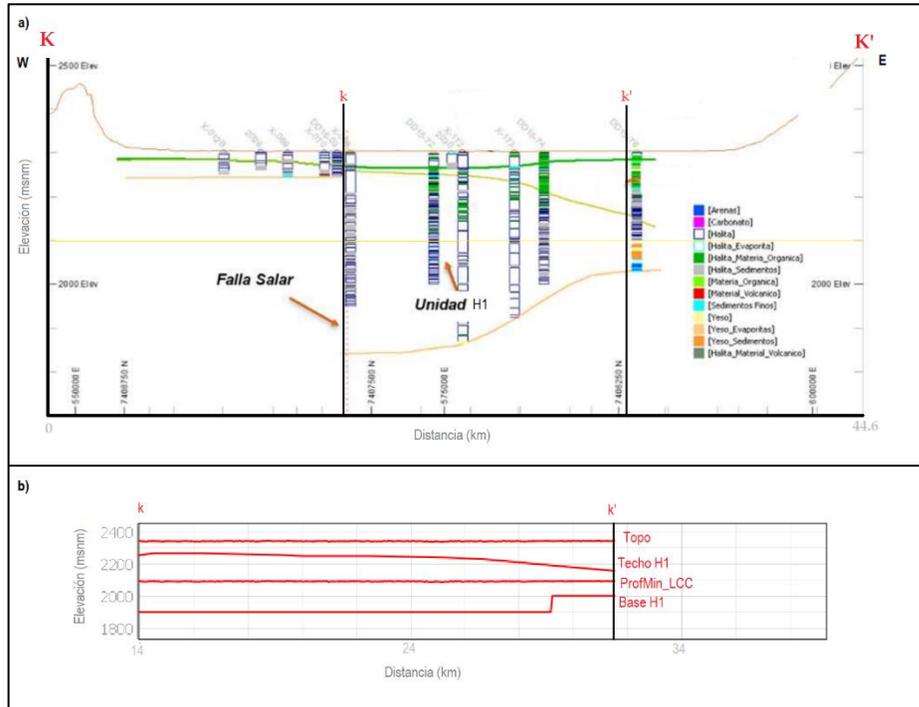


Ilustración 75:a) sección geológica K-K'. Fuente: 5AMRFSdA por SQM, Salar S.A. 2019; b) Perfil Ráster k-k'. Fuente: Elaboración propia

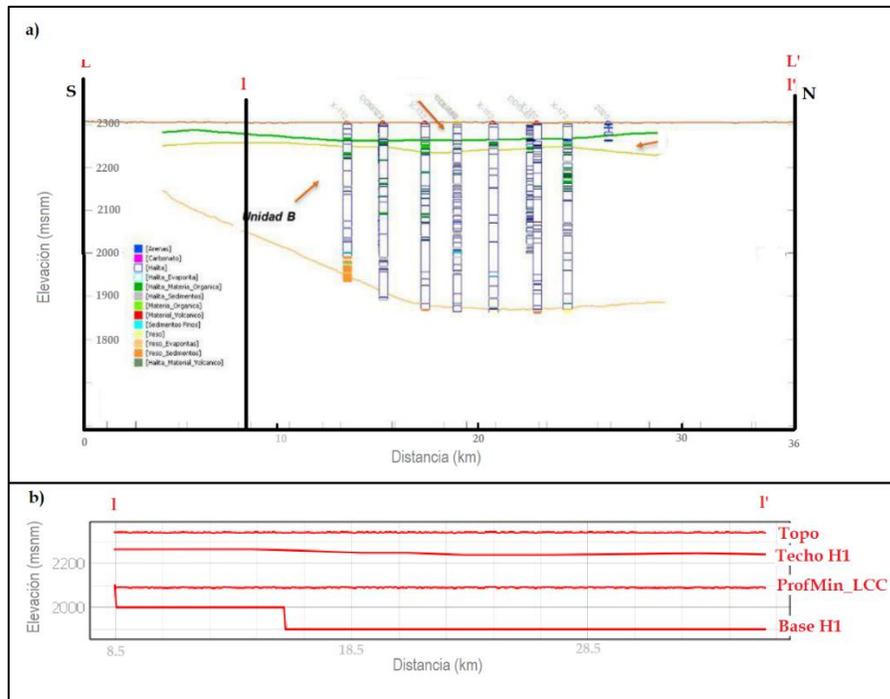


Ilustración 76:a) sección geológica I-I'. Fuente: 5AMRFSdA por SQM, Salar S.A. 2019; b) Perfil Ráster i-i'. Fuente: Elaboración propia